

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR
FACULTAD DE ECONOMÍA

Disertación previa a la obtención del título de Economista

*Análisis de la sostenibilidad de la política energética implementada en
el Gobierno del economista Rafael Correa*

Francisco Dulce Chávez

fjdulce@hotmail.com

Director: Ec. Christian Albuja

christian.albuja@gmail.com

Quito, Diciembre 2012

RESUMEN

En la presente disertación se analiza la sostenibilidad de las políticas que han reestructurado al sector eléctrico ecuatoriano durante el período presidencial del Ec. Rafael Correa. Mediante la emisión de mandatos, regulaciones y resoluciones se ha implementado un modelo en el que el Estado vuelve a convertirse en el agente responsable de manejar y desarrollar al sector eléctrico.

Para cumplir con los diferentes objetivos que se ha trazado el actual gobierno se ha diseñado un Plan Maestro de Electrificación (PME) que busca desarrollar las etapas de generación, transmisión y distribución durante el período 2012 - 2021. Para lo cual se necesita un capital de USD 12,3 billones más intereses, que según las proyecciones presentadas en el PME no serán recuperados una vez que los proyectos entren en operación. Además, el Estado también debe cubrir el déficit tarifario con el que se trabaja y los valores de subsidios que se aplican en el sector.

La gran necesidad de recursos económicos y la falta de la generación de fuentes para sostener el modelo debilitan la idea de que las políticas que se han implementado durante los últimos años en el sector eléctrico puedan mantenerse en el mediano y largo plazo.

Finalmente, se propone un modelo mixto en el que el Estado mantenga su papel de administrador de la etapa de transmisión. Mientras que las etapas de generación y distribución pueden ser concesionadas según una planificación pública que permita desarrollar al sector de una manera organizada. Al permitir que el sector privado se encargue de las etapas de generación y distribución bajo las directrices estatales se podrán generar ahorros de aproximadamente USD 11 billones que podrían ser invertidos en otros proyectos públicos.

Análisis de la sostenibilidad de la política energética implementada en el Gobierno del economista Rafael Correa

RESUMEN.....	2
DEDICATORIA.....	3
AGRADECIMIENTO.....	4
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	5
INTRODUCCIÓN	7
METODOLOGÍA DEL TRABAJO.....	8
1.1.- Antecedentes:.....	8
1.2.- Definición del problema:	13
1.3.- Justificación:	14
1.4.- Preguntas de investigación:	14
1.5.- Delimitación:	15
1.6.- Variables e Indicadores:	15
1.7.- Objetivos:.....	15
1.8.- Tipo de Investigación:	16
1.9.- Fuente de Investigación:	16
1.10.- Métodos de Investigación:	16
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	17
2.1.- Mercado Eléctrico:.....	17
2.2.- Matriz Energética:	18
2.3.- Balance Energético:	18
2.4.- Sector Eléctrico:.....	18
2.5.- Sostenibilidad en el Sector Eléctrico:	41
NORMATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	50
SOSTENIBILIDAD DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA ECUATORIANA.	52
4.1.- Sector Eléctrico Ecuatoriano:	52
4.2.- Subsidios Energéticos:	66
4.3.- Sostenibilidad de la Política Energética:	84
CONCLUSIONES.	91

RECOMENDACIONES 94

REFERECCIAS BIBLIOGRAFICAS: 98

ANEXOS..... 100

 8.1.- Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE): 100

 8.2.- Normativa Emitida durante el Gobierno del Economista Rafael Correa: 104

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo analiza la sostenibilidad de la política energética implementada durante el gobierno de Rafael Correa, poniendo énfasis en los efectos que se están generando con la aplicación de las nuevas normativas emitidas y en la planificación para la expansión del sector eléctrico.

La investigación se ha dividido en seis capítulos:

En el primer capítulo se presenta la evolución del sector eléctrico ecuatoriano. Y se establecen los objetivos del trabajo así como la metodología que será utilizada.

En el segundo capítulo se exponen los lineamientos teóricos que servirán para analizar la situación actual del sector y los fundamentos que deben ser cumplidos para que dicha política energética sea considerada como sostenible.

En el tercer capítulo se presenta la nueva normativa que esta rigiendo al sector eléctrico y los cambios que éstos han generado en la estructura del mismo.

En el cuarto capítulo se presentan los indicadores que permiten analizar el funcionamiento de las diferentes etapas de la producción de energía eléctrica, los montos económicos que deben ser cubiertos por el Estado para cubrir déficits tarifarios, subsidios e inversiones. También se expone un análisis para determinar la sustentabilidad de las políticas aplicadas y un modelo alternativo al del actual gobierno.

En el quinto capítulo se presentan las conclusiones del trabajo, donde se establece que durante el gobierno de Rafael Correa el Sector Eléctrico ha experimentado un cambio de modelo en el que se le devuelto preponderancia al Estado para manejar y desarrollar al sector. También se plantea que el plan de expansión del sector eléctrico se basa en un modelo que presenta debilidades financieras que ponen en riesgo su sostenibilidad a largo plazo.

Finalmente en el sexto capítulo se recomienda implementar un sistema de concesiones planificadas en el que el Estado sería el encargado de definir las políticas de operación y expansión del Sector Eléctrico, así como qué empresas y proyectos de las etapas de generación y distribución deben ser concesionadas.

METODOLOGÍA DEL TRABAJO

1.1.- Antecedentes:

La tesis se enfocará en el análisis de la política que se ha desarrollado para el Sector Eléctrico durante el gobierno de Rafael Correa. Centrándose en las implicaciones de las nuevas normativas, el plan de electrificación nacional y la tarifa eléctrica.

A continuación se presenta la evolución que ha experimentado el Sector Eléctrico ecuatoriano a través de la historia:

1.1.1.- Desarrollo del Sector Eléctrico:

En el análisis del sector eléctrico ecuatoriano de la Corporación Andina de Fomento (2007: 5) se plantea que el sector ha pasado por las siguientes etapas que conforman su vida institucional:

La primera etapa se inició a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, fue dominada por la presencia de empresas verticalmente integradas de carácter privado o público que tenían un límite geográfico más o menos definido y que básicamente servían a las grandes poblaciones urbanas.

La segunda etapa de la vida institucional del Sector Eléctrico inicia con creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) en el año 1961. En este periodo todas las empresas públicas que brindaban el servicio eléctrico se integraron para que se desarrolle una planificación adecuada. Gracias a estas políticas cinco años después el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) empieza a operar. En el año 1970 el INECEL recibía el 50% de las regalías de la producción petrolera del país, lo que permitió la construcción de los más importantes proyectos hidroeléctricos extendiendo el S.N.I logrando la integración de gran parte del país.

Además, en los años setenta se promulgó la Ley Básica de Electrificación y se desarrolló el Plan Integral de Transformación y Desarrollo, otorgándole al Estado la responsabilidad exclusiva de la generación de electricidad, iniciándose así la construcción de la etapa inicial de la presa Daniel Palacios de la Central Hidroeléctrica Paute de 500 MW y para 1992 se completó la central con 575 MW adicionales, siendo este complejo el más grande del país. En 1987 se inauguró la Presa Agoyán de 160 MW. Estas obras, junto con

la expansión de los sistemas de distribución a lo largo del país, permitieron que la energía generada en Ecuador pasara de 128 GWh en la década de los cuarenta a 7.592 GWh al finalizar la década de los ochenta.

Dulce (2004: 3) sostiene que a pesar de que la concentración del poder en manos del Estado brindó un impulso importante para el desarrollo y organización del sector eléctrico también tuvo deficiencias. Entre 1980 y 1995, la flamante infraestructura del sector eléctrico, no solo se copó, sino que, los continuos retrasos en la ejecución de los nuevos proyectos previstos en los planes de desarrollo oficializados por el INECEL, impidieron continuar con una expansión que buscaba cubrir el crecimiento de la demanda, y mantener la reserva suficiente para dar seguridad al suministro.

Los problemas económicos experimentados por el país fueron la principal causa para que existiera una limitada capacidad de recursos destinados a nueva inversión. En lo concreto, no se crearon condiciones para que; una vez realizada toda esta inversión, el sector eléctrico se maneje de manera autónoma y sobre todo sostenible. Al contrario se mantuvo un funcionamiento deficitario, debido a una injerencia política cada vez mayor y cada vez más irresponsable en la administración de INECEL y, particularmente, de las empresas de distribución. (Dulce, 2004: 3)

Dulce (2004: 3, 4 y 5) plantea los siguientes ejemplos que ilustran las aseveraciones hechas:

El Fondo Nacional de Electrificación, proveniente de las aportaciones de ingresos de las exportaciones petroleras, estuvo vigente por veinte y cinco años, al inicio fue la principal fuente para el desarrollo de la generación y transmisión nacionales, para luego ser recortado, argumentando que el INECEL había recibido suficiente; la reducción fue drástica, pues al ser una aportación en dólares y al haberse congelado la paridad cambiaria los últimos montos que se ingresaron fueron del orden de 80 veces menos de lo que originalmente representó.

El manejo político de las tarifas es otra de las muestras de la falta de seriedad que caracterizó a la mayor parte de las decisiones de quienes estuvieron a cargo de INECEL. En lugar de disponer de ingresos acordes a los costos, se obligó a que, tanto el INECEL como las empresas eléctricas, mantengan niveles tarifarios fijos, por períodos largos, sin ajustes automáticos y a la buena voluntad de la autoridad de turno, hasta que obligadamente se realizaban ajustes forzados (incrementos bruscos) que normalmente aprovechaban la coyuntura política (inicio de un período gubernamental) para elevar de manera importante los precios de las tarifas.

Sin embargo, esos reajustes nunca fueron suficientes para que las tarifas pudieran cubrir los costos y asegurar una adecuada rentabilidad para las entidades a cargo del sector, ni tampoco fueron lo suficientemente continuos para que cumplan su función, nunca consideraron ajustes para asegurar que las tarifas mantengan su valor económico y constituyeron un mecanismo de presión política destinado, no solo a crear un continuo desfinanciamiento del INECEL y las empresas eléctricas, sino que se lo hacía con el apoyo ciudadano, bajo la etiqueta de favorecer a las clases desprotegidas, mediante el otorgamiento de subsidios no programados y por ende obligando a que sean las entidades del subsector las que absorban las consecuencias.

También se plantea que a partir del año 1990 el deterioro financiero del sector y de las condiciones económicas del país redundaron en un deterioro técnico fruto de la falta de inversión y mantenimiento. Como consecuencia, se incrementaron las pérdidas y al disminuir progresivamente la reserva energética se presentaron restricciones en el suministro del servicio. (Dulce: 2004: 4, 5 y 6)

Es por estas razones que el 18 de Septiembre de 1996 se aprobó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), que buscaba redefinir el rol del Estado frente a la actividad eléctrica (regulador), promoviendo la inversión privada y creando nuevas instituciones que tendrían como objetivo principal aumentar la eficiencia del sector; y es así como el sector eléctrico ecuatoriano entra en su tercera etapa.

La LRSE establece que el Estado tiene el deber de satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país. Además, estipula que el Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por lo que es el único que puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica a través del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

La ley fija los siguientes objetivos fundamentales de la política nacional en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad:

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social.
- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo.

- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad.
- Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos.
- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema.
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor.
- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía.
- Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados.
- Promover la realización de inversiones públicas en transmisión.
- Desarrollar la electrificación en el sector rural.
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

Dulce (2004: 7, 8 y 9) establece que si bien el marco regulatorio ha tenido un gran avance en su formulación, no se puede apreciar un resultado similar en lo que tiene que ver con el control de la aplicación de las disposiciones legales, reglamentarias y regulatorias. Las razones fundamentales que dejaron trunco este proceso, en lo que tiene que ver con las empresas de distribución se pueden resumir en dos:

i) **Condiciones Internas:**

- **Inseguridad jurídica:** El Tribunal Constitucional de la República ; al declarar inconstitucionales dos artículos a la Ley del Fondo de Solidaridad y a la Ley de Modernización del Estado, con motivo de reformas propuestas a estas leyes para viabilizar un proceso de capitalización popular; afectó directa y tempranamente a la seguridad jurídica del proceso.
- **Posiciones opuestas al proceso:** En varias empresas de distribución se dio el caso que las disposiciones estatutarias o la composición accionaria limitaron la capacidad de decisión del Fondo de Solidaridad frente al proceso. Todos estos casos reflejaron una oposición efectiva ya sea por posiciones políticas o presiones regionales.
- **Proceso Prolongado:** La preparación de información actualizada de las distribuidoras, el saneamiento de los procesos para actualizar el capital accionario y la homologación de los estatutos de las mismas, conjuntamente con el saneamiento de adeudos con las generadoras y la

firma de contratos a término y fideicomisos de sus ingresos orientados a mejorar la situación financiera tomó una gran cantidad de tiempo y de esfuerzo, lo que originó varias postergaciones de la subasta de acciones.

ii) Condiciones Externas:

- **Cambio en la Orientación y en la Disponibilidad de la Inversión Privada:** Como resultado de la caída del muro de Berlín, varios países tras la cortina de hierro, también entraron en procesos de reforma del sector eléctrico. Como consecuencia, la atención de la inversión privada se concentró en el desarrollo de estos procesos, por la importancia de los mercados involucrados y el fuerte apoyo encontrado en todos los ámbitos para concretar su ejecución. A este factor debe agregarse el impacto que tuvo la quiebra de Enron y el deterioro financiero de otras importantes empresas internacionales relacionadas con la inversión en el ámbito energético.
- **Resultados del Proceso Argentino:** Antes de llegar al proceso de subasta de acciones de las empresas distribuidoras, se produjo un grave deterioro de la economía Argentina. Si bien la reestructuración del Sector Eléctrico en la Argentina ha tenido resultados muy buenos, estos se desvanecieron ante la situación global del país. Habiéndose basado el proceso de reestructuración del Sector Eléctrico Ecuatoriano en el argentino, sus resultados arriba mencionados como país se utilizaron como argumento político para que se estime un fracaso en el Sector Eléctrico del Ecuador.

El Banco Central del Ecuador (2006: 14) plantea que durante el período 2000 – 2006 el sector eléctrico ecuatoriano siguió experimentando una serie de reformas que buscaban cambiar su estructura, pero al igual que en períodos anteriores no se llegaron a cristalizar. Por lo que no se pudieron resolver los siguientes problemas dentro del sector: tarifas que no cubren los costos de producción, altos niveles de pérdidas técnicas y comerciales e ineficiencia administrativa, técnica y financiera en las diferentes fases del proceso productivo.

Lo que generó: déficits tarifarios, cadena de endeudamiento en el mercado eléctrico mayorista y con Petrocomercial y de forma más preocupante, la ausencia de nueva inversión en generación y transmisión. (Banco Central del Ecuador; 2006: 14)

Esta situación llevó a que el Ecuador deba importar una cantidad mayor de energía a Colombia para poder satisfacer la creciente demanda. (Banco Central del Ecuador; 2006: 14)

Debido a la situación descrita anteriormente, el Gobierno del Ec. Rafael Correa ha iniciado una reestructuración del sector eléctrico que tiene como objetivo garantizar el autoabastecimiento de energía eléctrica mediante el cambio de la matriz energética, gestionar eficientemente los sistemas de distribución para alcanzar estándares internacionales y ampliar la cobertura del servicio eléctrico. Para cumplir éstas metas se han emitido normativas para que el Estado recupere la rectoría y planificación del sector eléctrico.

1.2.- Definición del problema:

A partir del año 2008 se inicia una reestructuración para el Sector Eléctrico, que busca implementar un modelo en el que el Estado sea el encargado de planificar y fomentar el desarrollo y eficiencia del sector. Para lo que se han emitido mandatos, regulaciones y resoluciones que establecen que:

- Se fijará una tarifa única que deberá ser aplicada por todas las empresas de distribución, y deberá cubrir los costos de generación, transmisión y distribución. Si la aplicación de la tarifa única genera que las empresas distribuidoras obtengan una tarifa inferior a la que deberían. El CONELEC deberá informar de este déficit para que el Ministerio de Finanzas compense a las empresas deficitarias. Estos desembolsos serán mensuales y deberán ser tomados en cuenta en el Presupuesto General del Estado.
- El Estado compensará a las diferentes empresas por los valores mensuales que efectivamente no sean cobrados de la facturación por la aplicación de las exoneraciones consideradas en la Ley del Anciano, y Ley que favorece a la Población y Sectores Turísticos, Artesanal, Comercial, Agrícola, Avícola, Pecuario y Ganadero de las Zonas de Influencia del Volcán Tungurahua.
- Según la normativa el Estado será el responsable de financiar con recursos del Presupuesto General las inversiones de expansión para las etapas de generación, transmisión y distribución.
- El Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) dejará de ser financiado mediante el cobro del diez por ciento adicional para la categoría comercial e industrial por consumo eléctrico, y pasará a ser financiado por recursos provenientes del Presupuesto General del Estado.

La aplicación de estas medidas puede generar una debilidad financiera para el Sector Eléctrico que afectaría la sostenibilidad de las políticas implementadas durante los últimos años. Ya que al depender

directamente de los recursos del Presupuesto General del Estado, un cambio ideológico en el Gobierno Central truncaría el cumplimiento de las metas que se buscan alcanzar en el mediano y largo plazo.

1.3.- Justificación:

El gobierno del Ec. Rafael Correa ha implementado cambios estructurales en el Sector Eléctrico, con la emisión de mandatos y reglamentos se ha dejado prácticamente sin efecto a la LRSE. Mediante la aplicación de dichas normativas el Ecuador ha vuelto a un modelo en el que el Estado tiene un papel preponderante para lograr desarrollar el sector.

Uno de los puntos principales que se ha modificado durante los últimos años, es el financiamiento de los costos de administración, operación, mantenimiento, inversiones internas y proyectos.

En la actualidad la tarifa eléctrica en teoría permite cubrir todos los costos en los que se debe incurrir para que la ciudadanía tenga acceso al servicio eléctrico; incluyendo las inversiones que se deben realizar para reponer los activos de las diferentes empresas. Es importante mencionar que ya no se pretende generar rentabilidad en la generación, transmisión y distribución de energía.

Además, se ha planteado que el Estado es el encargado de cubrir los déficits y las inversiones necesarias para la expansión del Sector Eléctrico.

Dadas estas reformas en el Sector Eléctrico, es importante establecer si el modelo propuesto por el gobierno puede mantenerse en el tiempo, o si existen puntos débiles que amenacen su sostenibilidad.

1.4.- Preguntas de investigación:

- ¿Qué tipo de modelos institucionales y tarifarios pueden ser aplicados en el Sector Eléctrico?
- ¿Qué cambios se han generado en la normativa del sector eléctrico durante el período 2008 – 2021?
- ¿La tarifa única de electricidad genera déficit para las diferentes empresas que conforman el Sector eléctrico?

- ¿La política que se lleva a cabo por el gobierno de Rafael Correa en el sector eléctrico es sostenible desde el punto de vista financiero?
- ¿La implementación de un modelo mixto puede favorecer a la sustentabilidad de la política energética del país?

1.5.- Delimitación:

El presente trabajo se encuentra delimitado espacialmente en el territorio ecuatoriano, ya que se analizará la sostenibilidad de la política eléctrica desarrollada en el Ecuador. Respecto a la delimitación temporal, el estudio se centrará en el período 2008-2010 por representar el lapso en el que se implementan nuevas normativas que redefinen el papel del Estado dentro del Sector eléctrico.

1.6.- Variables e Indicadores:

Tabla 1.1 Variables e indicadores

Variable	Indicadores
Inversión en el Sector Eléctrico	Flujos Neto de Caja
Balance Eléctrico	Pérdidas; Energía Bruta generada; Demanda.
Matriz Energética	Potencia Efectiva Instalada por tipo de Central

Fuente: CONELEC.

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

1.7.- Objetivos de la Investigación:

1.7.1.- Objetivo General:

Determinar si las políticas implementadas en el Sector Eléctrico son sostenibles desde el punto de vista financiero.

1.7.2.- Objetivo Específico:

- Definir los diferentes tipos de modelos institucionales y tarifarios que pueden ser aplicados en el Sector Eléctrico.
- Describir los cambios normativos que se han generado durante el período 2008 -2010.
- Establecer el déficit que se genera en las diferentes empresas que conforman el Sector Eléctrico.
- Definir si un modelo mixto puede beneficiar a la sostenibilidad de la política energética del país.

1.8.- Tipo de Investigación:

La investigación será del tipo descriptiva ya que mediante el análisis de información existente del sector eléctrico, se pretende determinar si las reformas que se han llevado a cabo por el actual gobierno generaran una estructura que tenga la capacidad de mantenerse en el tiempo.

1.9.- Fuente de Investigación:

Se levantará la información utilizando diferentes fuentes que presenten la situación en la que se encuentra el Sector Eléctrico, tales como estudios, informes y otros.

1.10.- Métodos de Investigación:

Para el desarrollo de la presente disertación, se utilizará el método deductivo ya que con el análisis de la información del estado en el que se encuentra el sector eléctrico, el plan de expansión para éste, y estudios sobre la situación económica del gobierno nacional se obtendrán las conclusiones necesarias.

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En el presente capítulo se define lo que es el mercado eléctrico mayorista. Además, se identifican las diferentes estructuras que pueden ser utilizadas para organizar al Sector Eléctrico y los modelos de tarificación para la energía eléctrica.

Finalmente, se presentan un estudio desarrollado por funcionarios del Banco Central del Ecuador (BCE) en el cual se evalúa la sostenibilidad de la política económica del país, y un estudio llevado a cabo por Comisión Ciudadana – Técnico – Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica de Chile en el cual se analizan los pilares para que un Sector Eléctrico sea sustentable en el tiempo.

2.1.- Mercado Eléctrico:

La energía eléctrica se comercializa dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual ha sido definido por el Concejo Nacional de Electricidad; CONELEC, en su boletín estadístico (2010: 24) como:

“El mercado integrado por generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencias eléctricas.” Donde:

Tabla 3.1: Agentes Mercado Eléctrico Mayorista.

Agente	Definición
Generadores	Persona jurídica titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que entrega su producción total o parcialmente en uno o varios puntos, en el Sistema Nacional de Transmisión, en un sistema aislado de transporte o en una red de distribución.
Transmisor	Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación del voltaje vinculado a dicho servicio de transmisión, desde el punto de entrega por una generadora o una autogeneradora, hasta el punto de recepción por una distribuidora o un gran consumidor.
Distribuidores	Persona jurídica titular de una concesión o que por mandato expreso de la ley asume la obligación de prestar el servicio público de energía eléctrica a los clientes finales, dentro de su área de concesión o de servicio.
Grandes Consumidores	Persona natural o jurídica, cuyas características de consumo son definidas por el CONELEC, a través de la respectiva regulación y que previa calificación de este organismo, le facultan para acordar libremente con una generadora o distribuidora, el suministro y precio de la energía eléctrica, para consumo propio.

Fuente: CONELEC.

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

2.2.- Matriz Energética:

La Organización Latinoamericana de Energía (2011: 13) define a la Matriz Energética como:

El estudio del sector energético en que se cuantifica la oferta, demanda y transformación de cada una de las fuentes energéticas al interior del país, así como al inventario de recursos energéticos disponibles; considerando para estas variables su evolución histórica y proyección a futuro.

2.3.- Balance Energético:

La Organización Latinoamericana de Energía (2011: 13) establece que el balance energético es:

La contabilización de los flujos de energía en cada una de las etapas de la cadena energética y las relaciones de equilibrio entre la oferta y la demanda, por las cuales la energía se produce, se intercambia con el exterior, se transforma y se consume; tomando como sistema de análisis el ámbito de un país o una región; y para un período determinado (generalmente un año).

2.4.- Sector Eléctrico:

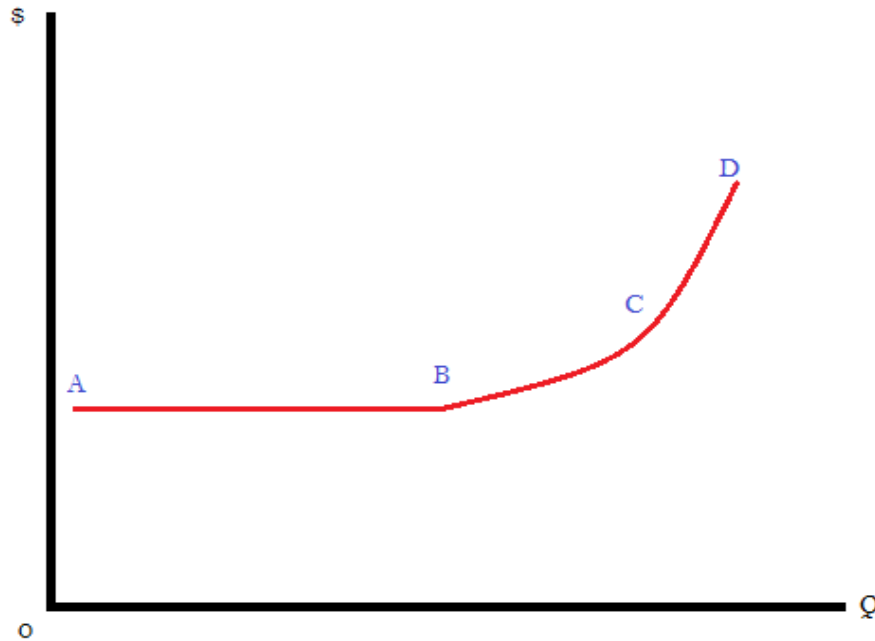
A continuación se presentan los principios teóricos que se han desarrollado para dar explicación al funcionamiento, regulación, organización y tarifación del Sector Eléctrico:

2.4.1.- Características:

Viscusi (1995: 396) plantea que es muy costoso o es casi imposible almacenar energía eléctrica es por esta razón que debe haber la disponibilidad para satisfacer a la demanda todo el tiempo. Dicha capacidad esta está determinada por la demanda pico.

Un sistema eléctrico necesita que diferentes tipos de plantas operen para lograr un costo total menor para satisfacer la demanda de energía. Por ejemplo las plantas nucleares operan con costos variables relativamente bajos, pero tienen costos de capital muy altos. Por lo tanto, éste tipo de centrales deberían ser la base del sistema eléctrico ya que la energía generada por éste tipo de centrales debería ser utilizada para satisfacer la demanda de energía la mayor cantidad de horas al año posibles. Mientras que las centrales termoeléctricas que tienen costos variable altos y costos de capital relativamente bajos pueden ser utilizados para satisfacer las demandas pico que duran pocas horas al año. Lo cual se puede evidenciar en la figura 2.1 (Viscusi, 1995: 398)

Figura 2.1: Curva de Costo Marginal de corto plazo para el Sistema Eléctrico.



Fuente: Economics of Regulation and Antitrust.

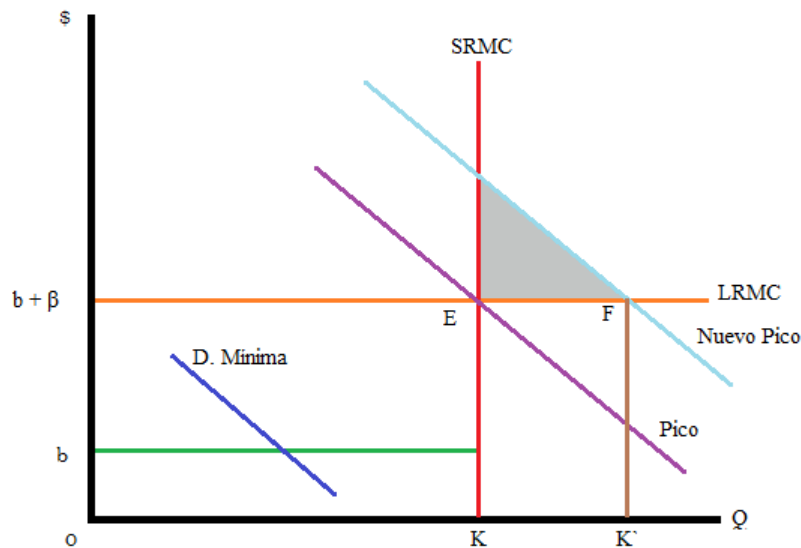
Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

En el segmento A-B se representa los costos variables de las plantas de menores costos de operación; B-C los costos de las plantas que varían de edades y eficiencias y C – D los costos de las plantas de mayores costos como las termoeléctricas.

Una vez que se ha analizado la figura 3.1 se puede evidenciar que debido a que la demanda de energía varía constantemente a través del tiempo se requiere cargar un precio que cambie continuamente. En la figura 2.2 se asume que la demanda viene dada por la curva de la demanda pico para la mitad del día exactamente, y por la curva de demanda mínima para la otra mitad del día. También se asume que las dos demandas son independientes y que el precio para el período pico no afecta la cantidad demandada en período de demanda mínima. Se supone que los costos de producción son constantes en el nivel b hasta que se llega a una potencia en K . A partir de la cantidad K no es posible producir más potencia, como se indica con la línea vertical llamada SRMC (Costos marginales a Corto Plazo). (Viscusi, 1995: 395 - 399)

Viscusi (1995: 399 – 401) también establece que en la figura 2.2 la línea $b + \beta$ representa a los costos marginales a largo plazo (LRMC). La asunción es que b representa el costo adicional de una unidad de potencia adicional, y que es posible adicionar potencia en incrementos unitarios si se desea.

Figura 2.2: Curva de Costo Marginal de corto plazo para el Sistema Eléctrico.



Fuente: Economics of Regulation and Antitrust.

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

La solución económicamente eficiente es cargar un precio igual a $SRMC$ para utilizar adecuadamente la infraestructura existente. La curva $LRMC$ permite determinar si la potencia generada es óptima. En la figura 2.2 se observa que el precio para la demanda mínima debe ser b mientras que para la demanda pico el precio debería ser igual a $b + \beta$. Se debe tomar en cuenta que el precio para la demanda pico es igual a $LRMC$ y $SRMC$, lo que indica que realmente el mercado se encontraría en su óptimo. Esto se debe a que el precio puede ser interpretado como la disponibilidad de pago marginal y $b + \beta$ representa el costo marginal de proveer una unidad más de potencia.

Si por ejemplo el precio para la demanda pico superará $b + \beta$ le convendría a la sociedad aumentar su demanda de potencia. Esto se puede observar con la curva nuevo pico que se interseca con la curva $SRMC$ a un precio mayor a $b + \beta$ lo que significaría que un incremento en el excedente de consumo puede cubrirse con una expansión de Q hasta el punto K' . Este incremento en el excedente de consumo es igual al área que se encuentra debajo de la curva de demanda entre K y K' que representa el costo de proveer el output adicional, el rectángulo $E-F-K-K'$. El costo de la disponibilidad a pagar es igual al triángulo sombreado que representa el excedente del consumidor atribuible al incremento de potencia. Por lo tanto, en el punto K' el precio se iguala nuevamente con $LRMC$ y $SRMC$ indicando que K' es un punto óptimo. (Viscusi, 1995: 400)

A continuación se presentan las características del sector eléctrico:

i. Servicio de electricidad como monopolio natural:

Bitu y Born (1993: 9) definen que:

El sector eléctrico es un caso clásico de monopolio natural que se presenta cuando los costos unitarios de producción son más bajos para una única empresa monopolista, de lo que serían para varias empresas menores, en competencia entre sí. En esos casos, el costo unitario decrece con el aumento del nivel de producción, por lo menos hasta el límite impuesto por la demanda, lo que define una condición suficiente para la caracterización de un monopolio natural. Un ambiente competitivo no perduraría, una vez que la mayor empresa puede reducir sus costos unitarios mediante el aumento de la producción y obligar a sus competidores a cerrar. La presencia obligada de más empresas en la industria causaría una evidente pérdida de eficiencia económica, debido al aumento en los costos de producción.

La más tradicional y aceptada razón para la regulación de la actividad de una empresa por el poder público es la caracterización de la industria en que la empresa actúa como un monopolio natural. La interferencia del gobierno, en esos casos, se hace siempre por medio del control del precio y de las ganancias y, a veces, por medio de la nacionalización o de la propiedad estatal de las empresas.

La prestación de los servicios de electricidad y la industria eléctrica pueden ser analizadas en tres niveles verticales: generación, transmisión y distribución.

En muchos casos, las empresas son integradas verticalmente. Los consumidores son usualmente conectados al sistema en diversos niveles de tensión, tanto en las redes de transmisión como en las de distribución.

El nivel de distribución, si es operado como una empresa independiente, es típicamente un caso de monopolio natural clásico. Evidentes economías de escala tornarían ineficiente la actividad de dos empresas sirviendo en la misma área. Por otro lado, la expansión horizontal de una empresa de distribución no conduce a relevantes economías de escala. Muchas empresas distribuyen eficientemente energía eléctrica a pequeñas comunidades en todo el mundo.

El sistema de transmisión consiste en la extensión vertical del sistema de distribución, cubriendo áreas mayores y presentando características similares de monopolio natural. Por otro lado, las líneas que conectan las fuentes generadoras a la red están directamente asociadas a las centrales. Sin embargo, la optimización del sistema eléctrico exige la interconexión de centrales y centros de carga entre sí, formando una red que minimiza la capacidad necesaria para hacer frente a las variaciones en la carga y en la generación. Por eso, en general, no es posible clasificar las líneas de acuerdo con su función. La red de transmisión también presenta, por tanto, características de monopolio natural. No obstante, en grandes sistemas interconectados, la existencia de varias empresas cubriendo áreas adyacentes es usual y, en general, no contribuye a aumentar los costos.

El sistema de generación, responsable por la mayor parte de los costos (en general más del 50% de los costos totales de suministro de electricidad), no presenta las características de un monopolio natural clásico.

En el caso de la generación termoeléctrica, limitaciones técnicas en el tamaño de las centrales tornan imposible la expansión de economías de escala hasta el punto que permita que el suministro a mercados de tamaño considerable. El proceso de minimización del costo de expansión de sistemas termoeléctricos puede ser aproximado a la elección del tipo de combustible y tamaño de planta, que sean más económicos para atender a un tipo de carga dado. Los costos, en general, son estables o suben, a medida que sucesivas fuentes de combustible más barato alcancen sus máximos niveles de extracción. El acceso a las fuentes más económicas de combustible es, por tanto, una restricción a la competencia.

Para la generación hidroeléctrica, las centrales tienen prácticamente predefinidos los sitios, tamaños y costos unitarios. El proceso de minimización del costo de expansión de sistemas hidroeléctricos puede ser aproximado a la ordenación de la entrada en operación de las centrales, de forma que las más baratas sean construidas primero. Tal simplificación es válida, especialmente para sistemas interconectados de tamaño considerable, para los cuales la compensación entre economías de escala y anticipación de inversiones tiene importancia reducida.

El derecho de explotación del próximo sitio más económico, usualmente otorgado por el gobierno, es una restricción evidente a la competencia.

En ambos casos, se torna necesario un sistema de concesión de los escasos recursos (fuentes de combustible y, especialmente, sitios para aprovechamiento hidroeléctrico), si más de una empresa es autorizada a actuar en la industria.

Un proceso de competencia, basado en los precios futuros del suministro, tiene la desventaja, especialmente en economías inflacionarias, de estimular propuestas no realistas, seguidas por inevitables autorizaciones para aumento de precio y modificaciones en los criterios de actualización monetaria, cuando la central está en operación. No obstante, diversos países han discutido la conveniencia inclusive implantado sistemas de competencia para otorgar concesiones de generación para servicio público de energía eléctrica.

Tradicionalmente, los gobiernos en todo el mundo tendían a prescribir una estructura monopolística para la industria de generación de energía eléctrica, evitando así un proceso de concesión por el interés público, con problemas similares a aquellos encontrados en la concesión. La estructura monopolística e integrada verticalmente era frecuentemente justificada por economías de objetivo y de la propiedad estatal es casi una regla. Actualmente se constata una creciente división del negocio eléctrico en sus diversas etapas productivas de generación transmisión y distribución.

ii. Externalidades económicas del Sector Eléctrico:

Stiglitz (2000: 248) plantea que:

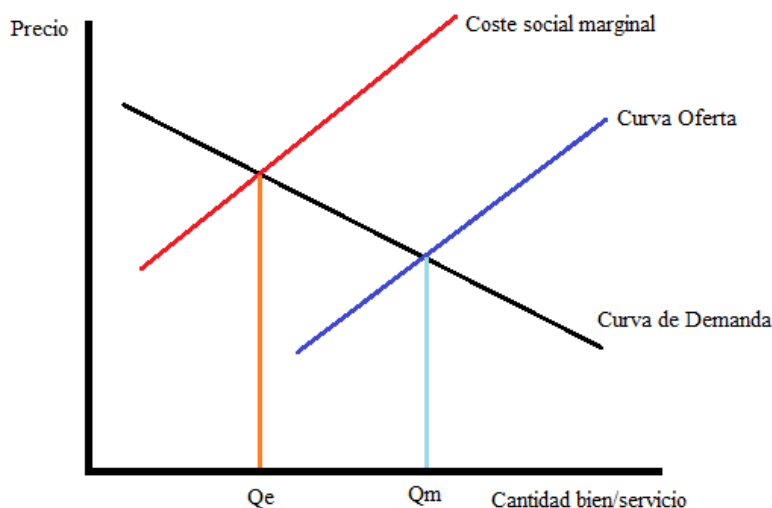
Siempre que una persona o una empresa emprende una acción que produce un efecto en otra persona o en otra empresa por el que esta última no paga ni recibe un pago, se dice que hay una externalidad. Los mercados afectados por externalidades no asignan eficientemente los recursos.

Cuando las acciones de personas o empresas generan beneficios a otras se denominan externalidades positivas, pero si afectan negativamente a otros se denominan externalidades negativas.

El nivel de producción en un mercado con externalidades puede ser excesivo. En la figura 2.3 se pueden observar las curvas convencionales de demanda y de oferta. Si no se presentarían externalidades, el equilibrio de mercado resultante estaría en el punto Q_m . La curva de demanda refleja los beneficios marginales que reporta al individuo la producción de una unidad adicional de mercancía y la de oferta los costes marginales de la producción de dicha unidad. En la inserción de las dos curvas, el beneficio marginal es exactamente igual a los costes marginales. Pero si existen externalidades, la curva de oferta de la industria puede no reflejar los costes sociales marginales, únicamente los privados; es decir, los que recaen directamente sobre las empresas.

Como se evidenciar en la figura 2.3 al aumentar la producción de un bien o servicio eleva que genera externalidades negativas, ese incremento tiene un coste real que se representa con la curva de coste social marginal. Esta curva de coste se encuentra por encima de la curva de oferta de la industria. La eficiencia exige que el coste social marginal sea igual al beneficio marginal de la producción que se encuentra en el punto Q_e , que es la intersección de la curva de costes sociales marginales y la de demanda. El nivel eficiente de producción es menor que el nivel de equilibrio de mercado.

Figura 2.3: Producción excesiva de bienes o servicios que generan externalidades negativas.



Fuente: La Economía del Sector Público.

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Bitu y Born (1993: 12) establecen que:

La ocurrencia de externalidades económicas puede, en determinados casos, justificar la interferencia del Estado en un mercado de producción de bienes o de prestación de servicios. El sector de electricidad presenta externalidades, asociadas a la producción y al consumo de energía eléctrica, lo que puede generar distorsiones económicas difícilmente corregibles por los mecanismos del mercado.

En el caso de la producción, se generan costos o beneficios no internalizados por el productor, que pueden afectar positiva o negativamente a otros agentes económicos o a la comunidad.

Las plantas termoeléctricas pueden causar incomodidades o daños a las comunidades por medio de descargas contaminantes. Plantas hidroeléctricas pueden causar la inundación de tierras fértiles y productivas, de importantes ecosistemas naturales y de sitios de gran valor cultural, histórico o arqueológico.

En el caso del consumo, las externalidades ocurren cuando la realización o no del consumo genera costos o beneficios a sectores de la sociedad no directamente involucrados en la transacción. Frecuentemente, los gobiernos incentivan a la electrificación y el consumo productivo de la energía eléctrica en regiones o comunidades poco desarrolladas, beneficiando indirectamente las poblaciones en ellas residentes, con el aumento de la oferta de empleo y con la elevación de la calidad de esos empleos.

iii. Otras características del Sector:

Bitu y Born (1993: 13 - 15) plantean que el Sector Eléctrico se caracteriza también por:

El uso intensivo de capital por parte de las concesionarias de servicios públicos en general, y de aquellas de energía eléctrica en particular. Empleo de capital a niveles de hasta el 400% del ingreso anual es frecuente, mientras que en el sector manufacturero es usual que ese número se sitúe en torno al 75%. Esto significa que el retorno permitido sobre el capital es extremadamente importante para las concesionarias.

Por otro lado, el tiempo de maduración de las inversiones puede ser muy grande. Por ejemplo, el tiempo necesario para que inversiones en generación de energía eléctrica comiencen a producir retorno económico es muy largo, especialmente para las centrales de mayor tamaño, que son las que permiten mayores economías de escala. Desde el inicio de la construcción hasta el principio de la operación comercial grandes plantas hidroeléctricas transcurren cinco o más años, hecho que es poco usual en otros sectores de la economía. Las concesionarias de electricidad, así como otras concesionarias de servicios públicos, tienen otra importante característica definida por el hecho de que no pueden ser almacenados.

Las concesionarias deben proporcionar el servicio siempre que un usuario acciona un interruptor. Eso significa exceso de capacidad en la mayor parte del tiempo.

Una importante excepción parcial para la característica de la imposibilidad de almacenar es encontrada en los sistemas hidroeléctricos con reservorios significativos, que almacenan agua para

ser convertida en energía cuando sea necesario. No obstante, esta excepción no es completa, una vez que el suministro instantáneo de la carga (demanda máxima) no depende sólo de la cantidad de agua disponible, sino también de la capacidad de potencia instalada en las centrales.

Por tanto, cualquier alteración que permita aplanar la curva de demanda a lo largo del tiempo puede reducir significativamente los costos unitarios. Cuanto más alto sea el factor de carga (razón entre la demanda media y la demanda máxima), más bajo será el costo unitario para el suministro de un determinado valor medio de carga (requisito de energía).

De esa manera se reduce la razón entre el capital necesario y el ingreso. Todas estas características, junto con los costos crecientes de producción, crean una situación donde las inversiones en nuevas centrales son extraordinariamente grandes en la relación con los ingresos de las empresas y el valor económico de los sistemas existentes.

2.4.2.- Regulación y Tarifas:

Bitu y Born (1993: 15 - 18) presentan el siguiente análisis del papel del Estado como regulador del sector eléctrico:

La prestación de servicios de energía eléctrica es reglamentada por el Estado, debido a las características específicas de ese sector. La inexistencia de una regulación adecuada puede provocar distorsiones en el empleo de los recursos económicos, que no se solucionarían si la determinación de los precios y niveles de producción fuese dejado únicamente a cargo de las fuerzas del mercado. En la gran mayoría de los países, el Estado interviene, en actividades normativas y fiscalizadoras, debido principalmente al carácter de monopolio natural de los servicios de electricidad y, en algunos casos, las externalidades de consumo y producción.

En muchos países del mundo, el Estado ha cedido la prestación de los servicios a empresas estatales, usando el argumento de evitar abusos monopolísticos, en relación con tarifas, ganancias y calidad de los servicios. En ese caso, la suposición de que la empresa pública pertenece al pueblo haría que sus objetivos coincidan con la de maximización del bienestar social. Así, el Estado se adjudica un papel tutelar sobre ese servicio público, por medio de un organismo o varios organismos relacionados, atribuyéndose funciones productivas, normativas y de finalidad social.

Ese enfoque tradicional, sin embargo, ha producido resultados negativos en algunos países, donde las funciones de producción y regulación se superponen, confundiéndose los papeles y objetivos de los agentes involucrados. Entidades estatales, que no están sujetas al riesgo de quiebra, pueden presentar deficiencias de administración y gestión, que conducen, generalmente, a permanentes déficits financieros; mala calidad de los servicios; injerencia política excesiva e ineficiente y elevados costos finales de suministro. A esos aspectos se suma la fijación de tarifas con base en criterios predominantemente políticos.

Por otro lado, empresas públicas con el poder de interferir en los organismos reguladores tienen posibilidades de imponer reglas que las beneficien en relación con las empresas privadas. Tales normas pueden no garantizar estabilidad y equidad en las decisiones, debido a alteraciones frecuentes y a una excesiva complejidad en las metodologías y criterios de fijación de tarifas o de repartición de costos y beneficios de la operación conjunta de los sistemas eléctricos. Estas

prácticas pueden, entre otras consecuencias, tornar inviable la participación del capital privado en el sector de electricidad.

De forma general, el Estado no debe desempeñar el doble papel de juez y parte interesada. En el enfoque tradicional de regulación, es habitual que el sistema de tarificación se base en costos contables. En este sistema, las tarifas deben cubrir los costos de explotación, mantenimiento y conservación de las instalaciones, además de proporcionar una adecuada rentabilidad al capital invertido. Ese sistema dificulta la búsqueda de la eficiencia, ya que los costos considerados pueden encubrir la ineficiencia en la gestión de las empresas. Por lo tanto, como el ingreso es función de la remuneración sobre los activos, existe una señal en la dirección de aumentar el valor de esos activos.

En el caso en que las empresas concesionarias pertenezcan al Estado, existe un estímulo natural a la práctica de subvenciones cruzadas entre consumidores y regiones. Esa distribución de recursos no necesariamente atiende los objetivos nacionales pretendidos.

Otra política frecuentemente adoptada es la igualdad nacional de tarifas, que puede también incentivar la ineficiencia. En este caso, se diluye la responsabilidad de los concesionarios en la fijación de los precios de venta a los consumidores.

El nuevo enfoque de regulación busca el máximo bienestar social; promueve la eficiencia en la gestión de las empresas concesionarias y mejora los niveles de calidad de los servicios, definiendo los papeles de todos los agentes involucrados de la forma más clara posible.

Los reglamentos del sector eléctrico deben básicamente tratar de las normas de calidad del servicio, de las condiciones de asignación de concesiones, de las obligaciones y derechos de las empresas concesionarias y consumidores, además de la fijación y reajuste de las tarifas. Por otro lado, deben permitir fácil fiscalización y control del cumplimiento de las normas.

Es fundamental definir las funciones del Estado y de las empresas concesionarias de los servicios. El Estado debe asumir las funciones que los particulares no están en condiciones de cumplir eficientemente, lo que necesariamente no incluye su participación como agente productivo.

El Estado debe reglamentar y fiscalizar el cumplimiento de las normas generales. Esas normas deben ser iguales para todos los individuos, grupos y sectores y deben estar siempre por encima de los intereses de cualquier grupo en particular.

En resumen, un adecuado sistema de regulación debe considerar los siguientes aspectos:

- La separación, en organismos diferentes, de las funciones normativa y fiscalizadora de las funciones claramente productivas y comerciales, evitando en la misma entidad la función de juez y parte interesada.
- La eliminación de la discriminación entre las empresas públicas y privadas.
- La eliminación de las incertidumbres de la legislación, dando a las empresas concesionarias públicas y privadas los medios para buscar la estabilidad económico-financiera.

- La determinación de una tarifa que incentive la eficiencia de las empresas y señalice los consumidores en la dirección del uso racional y económico de la energía eléctrica.
- El establecimiento de un sistema eficiente y eficaz de subvenciones a los sectores más pobres.
- La creación de una estructura capaz de promover la eficiencia, la productividad, por medio de la competitividad, siempre que sea posible.

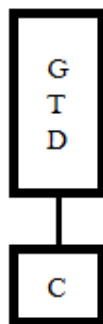
2.4.3.- Modelos Institucionales del Sector Eléctrico:

En los siguientes puntos se definen los diferentes modelos institucionales que pueden ser aplicados en un Sector Eléctrico:

a) Modelo – Nacional Integrado:

“Este modelo presupone la existencia de una única empresa o entidad prestadora de los servicios de electricidad, la cual es responsable por la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica”. (Bitu y Born, 1993: 20)

Figura 2.4: Modelo Nacional Integral.



* G (Generación) - T (Transmisión) – D (Distribución) – C (Consumidores)

Fuente: Tarifas de energía eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos.

Elaboración: Bitu y Born.

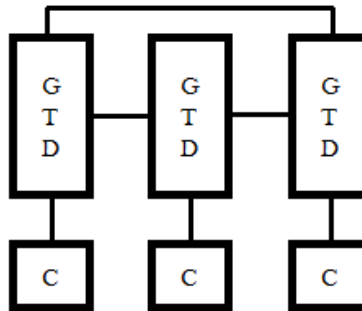
b) Modelo – Área integrada:

Bitu y Born (1993: 21) establecen que:

En este modelo existen empresas que son las únicas responsables por la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en áreas determinadas. En esas áreas, se presenta un monopolio completo de generación, transmisión y distribución. Pueden existir

intercambios entre las diversas empresas, pero el consumidor solamente puede ser abastecido por la empresa que atiende su área. Las áreas mencionadas pueden corresponder a provincias, estados o regiones.

Figura 2.5: Modelo Área integrada.



* G (Generación) - T (Transmisión) – D (Distribución) – C (Consumidores)

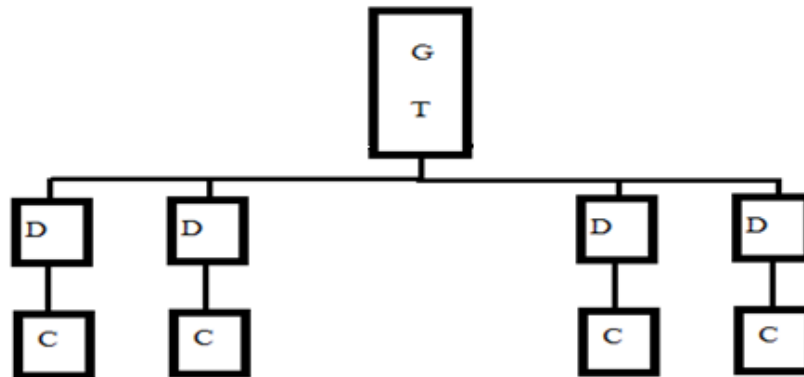
Fuente: Tarifas de energía eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos.

Elaboración: Bitu y Born.

c) Modelo – Generación y Transmisión Centralizada:

“Este modelo tiene como característica principal la generación y transmisión centralizada a nivel nacional o regional, con la distribución por área en régimen de monopolio”. (Bitu y Born, 1993: 22)

Figura 2.6: Modelo de Generación y Transmisión Centralizada.



* G (Generación) - T (Transmisión) – D (Distribución) – C (Consumidores)

Fuente: Tarifas de energía eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos.

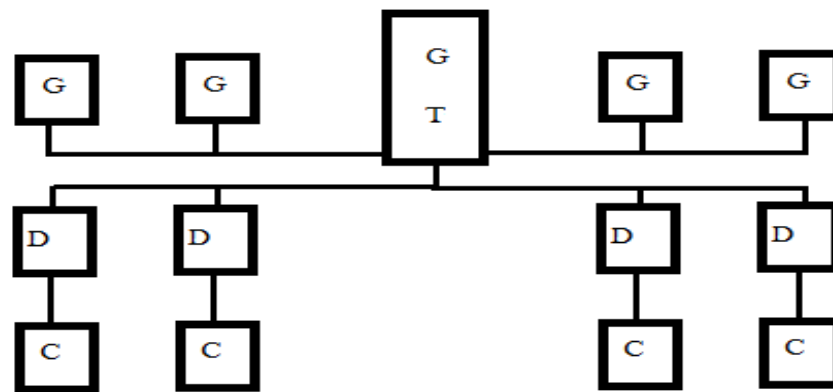
Elaboración: Bitu y Born.

d) Modelo – Generación y Transmisión centralizada con competencia en generación:

Bitu y Born (1993: 23) plantean que:

Este modelo puede ser considerado una evolución del modelo anterior en que se incentiva la competencia en la generación. De esa forma, empresas independientes de generación o autoprodutores pueden proveer energía eléctrica a las empresas distribuidoras, si sus precios de venta fueren inferiores a los de la empresa de generación – transmisión centralizada. Naturalmente, la energía vendida directamente de generadores independientes a empresas distribuidoras es gravada por el peaje de transmisión pagado a la empresa central generación y transmisión.

Figura 2.7: Modelo de Generación y Transmisión Centralizada con competencia en la generación.



* G (Generación) - T (Transmisión) - D (Distribución) - C (Consumidores)

Fuente: Tarifas de energía eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos.

Elaboración: Bitu y Born.

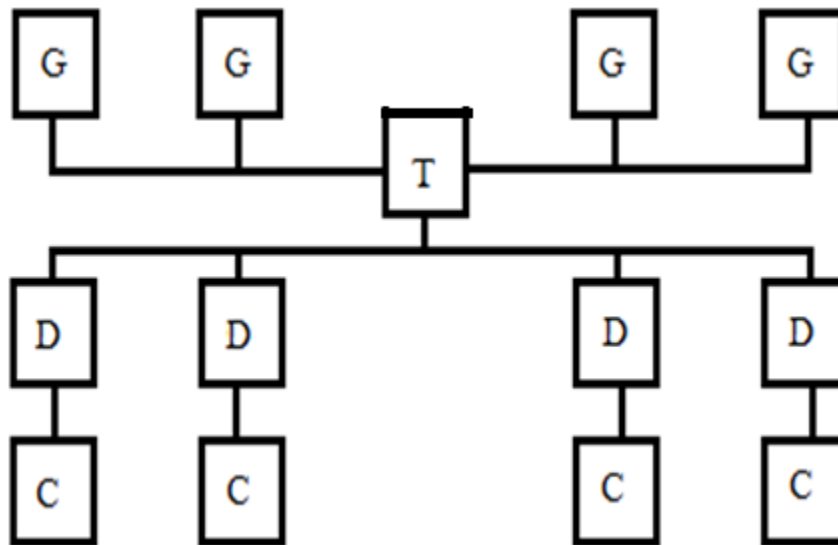
e) Modelo – Transmisión Centralizada:

Bitu y Born (1993: 24) establecen que:

Este modelo tiene como característica básica la libre competencia en la generación, con una transmisión nacional o regional centralizada y una distribución por área en régimen de monopolio.

La empresa de transmisión centralizada controla toda la red de transmisión, pero no tiene la responsabilidad de comprar y vender toda la energía. Las empresas de generación pueden vender directamente a las empresas de distribución y a los grandes consumidores de energía eléctrica. La empresa de transmisión puede ser independiente o de propiedad de un consorcio de empresas distribuidoras. Si existe participación de empresas generadoras en los activos de la empresa de transmisión, serán necesarios mecanismos de regulación que garanticen el acceso de todos los generadores, propietarios o no, a la red de transmisión.

Figura 2.8: Modelo de Transmisión Centralizada.



* G (Generación) - T (Transmisión) – D (Distribución) – C (Consumidores)

Fuente: Tarifas de energía eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos.

Elaboración: Bitu y Born.

f) Modelo – Pool Competitivo:

Bitu y Born (1993: 26) plantean que:

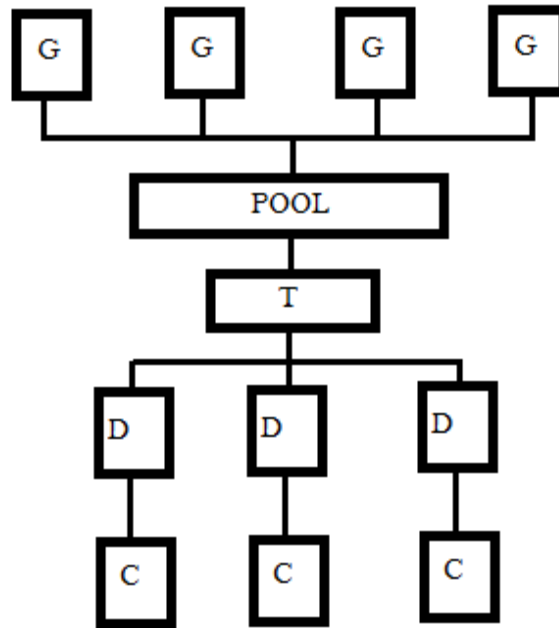
Este modelo presenta generación competitiva, transmisión nacional o regional y monopolios de distribución por área. Su característica principal es la existencia de una entidad que controla la transmisión y la interconexión, y también es responsable por la optimización de la operación y de la planificación de la expansión (Pool competitivo). Esa entidad no comercializa, esto es, no compra o vende energía eléctrica.

Las empresas de distribución compran energía de las empresas generadoras y la distribuyen a los consumidores finales, que también pueden comprar energía directamente de las empresas de generación.

El sistema de transmisión puede organizarse en una única empresa, como en el modelo anterior, o componerse de activos de propiedad de diversas empresas, especializadas o no en transmisión. En cualquier caso, los propietarios del sistema de transmisión tendrán el derecho a un peaje. El Pool garantiza el acceso de todos los productores a la red de transmisión.

Es importante señalar que el modelo más adecuado para cada país es aquel que mejor se adapta a las condiciones locales, lo que envuelve consideraciones de naturaleza técnica, económica, social, política y coyuntural.

Figura 2.9: Modelo de Pool Competitivo.



* G (Generación) - T (Transmisión) - D (Distribución) - C (Consumidores)

Fuente: Tarifas de energía eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos.

Elaboración: Bitu y Born.

2.4.4.- Regulación y Eficiencia:

Bitu y Born (1993: 25 - 26) plantean que:

En una industria competitiva, las empresas son inducidas a producir eficientemente, reduciendo los costos de producción, con el objetivo de aumentar los beneficios y por el temor de ver a sus consumidores capturados por un competidor. Por otro lado, en una industria bajo regulación del poder público, las empresas usualmente no se benefician con la adaptación de métodos más económicos. Los beneficios de la economía resultante pueden afluir directamente al consumidor, debido al proceso tarifario basado en los costos de producción.

El aparato regulador debe buscar maneras de enfrentar ese problema. Sin embargo, algunos economistas insisten que el incentivo a la producción ineficiente es inherente a la regulación. Algunos procedimientos con miras al aumento de la eficiencia en empresas bajo regulación son ampliamente utilizados.

El desfase tarifario utiliza la reacción retardada del proceso de fijación de tarifas, para crear un incentivo a la reducción de costos en el corto plazo, cuando las tarifas ya están definidas con base en costos observados anteriormente. Este efecto es necesariamente limitado, ya que ni la búsqueda

de soluciones económicas de largo plazo es incentivada ni las ganancias de corto plazo pueden ser tan significativas que provoquen nueva investigación de la planilla de costos de la empresa. Adicionalmente, alguna disminución en la calidad del producto es probable.

La eficiencia puede ser incentivada por la flexibilización de la tasa de retorno, permitiéndose un margen de beneficios más alto que el costo del capital. En algunos casos, las empresas que obtienen beneficios mayores que la tasa de retorno fijada para un período dado tienen autorización para un pequeño aumento en la tasa de retorno para el período siguiente. En otras situaciones, el costo del servicio es determinado para la industria como un todo o para empresas – modelo admitiéndose beneficios mayores para las empresas con productividad por encima de la media y beneficios menores para las menos eficientes.

El organismo responsable por la actividad reguladora tiene el poder de desautorizar gastos considerados poco razonables. Sin embargo, interferencias de ese tipo tienden a ser reservadas para situaciones graves. La evaluación comparativa de la eficiencia de varias concesionarias, por medio de índices tales como producción por empleado, número de empleados por consumidor, puede revelarse útil, aun cuando la comparación de concesionarias entre sí tome los resultados poco seguros. La definición de parámetros no comparativos de desempeño es una tarea compleja que, usualmente conduce a excesiva generalidad o sobrecarga al organismo responsable por la regulación.

2.4.5.- Tendencia al exceso de inversiones:

Bitu y Born (1993: 26 - 27) establecen que:

Una intensa controversia ha sido levantada por la opinión de algunos académicos, en el sentido de que empresas que tienen sus precios regulados por el costo del servicio tendrían una tendencia a invertir en exceso, a utilizar mucho capital en la producción y a proporcionar una calidad de servicio mejor de lo necesario.

La tendencia al exceso de inversiones es el llamado efecto Averch-Johnson, que sería causado por la casi automática incorporación de cualquier nueva inversión en el capital inmovilizado, resultado en aumentos de precio y retornos a la tasa usual.

La baja elasticidad – precio de la demanda de los servicios de concesionarios bajo regulaciones refuerza el argumento, una vez que el ingreso total no tiende a disminuir debido a los aumentos de precio.

Las concesionarias no tendrían la preocupación de cuestionar la necesidad de inversiones, lo que, en el caso de servicios de energía eléctrica, puede conducir a una confiabilidad mayor de la que sería económicamente recomendable.

Además de eso, grandes deudas tienden a ser contraídas, cuando el costo del capital en el mercado financiero está situado debajo de la tasa de retorno autorizada.

Los administradores de las concesionarias tienden a preocuparse poco con la necesidad real de la expansión o con la búsqueda de soluciones de mínimo costo.

De hecho, cualquier aumento de capital, por medio de más plantas o equipos más sofisticados, será ventajosa para la empresa bajo regulación si y solamente si la tasa de retorno autorizada excede el costo efectivo del capital.

2.4.6.- Tarifas Eléctricas:

A continuación se presenta la definición de nivel y de estructura tarifaria planteada por Bitu y Born (1993: 33 - 35).

El nivel tarifario es el valor general de los precios. El nivel de las tarifas define el volumen total de ingresos. El precio medio es el parámetro que define el nivel de las tarifas. Generalmente, los niveles de las tarifas son definidos considerando el equilibrio financiero de la empresa concesionaria, los aspectos legales y las políticas de gobierno. El precio medio o nivel tarifario medio es determinado tomando en cuenta el requisito de ingreso y la demanda prevista.

Además de esos aspectos, son importantes limitaciones para la determinación del nivel de las tarifas, el ingreso de los consumidores residenciales y la influencia de las tarifas eléctricas en los costos de producción. Los gastos en energía eléctrica en los sectores productivos varían directamente en función de las tarifas respectivas y afectan de forma distinta los costos de producción en los diversos sectores de la economía.

La elasticidad – precio es diferente para cada tipo de consumidor. Los sectores más sensibles al valor de las tarifas son generalmente los consumidores de bajo ingreso y los consumidores electro – intensivos.

Los consumidores de bajo ingreso poseen alta elasticidad - precio. En ese sector, cuando se practican altos niveles de tarifas, el mayor impacto es de orden político, imposible de ser evaluado cuantitativamente.

Otra categoría de consumidores de energía eléctrica, que se supone posee una alta elasticidad – precio, es la de los consumidores electrointensivos. Sus gastos en electricidad varían de 20% hasta 40% de los costos totales de producción, dependiendo del sector industrial.

En esos casos, la teoría económica recomienda que, por razones de eficiencia económica global, el nivel de las tarifas de energía eléctrica debieran observar la Ley de las Elasticidades Inversas otra consideración, exige que las tarifas se alejen de los costos marginales, se debe hacer modificaciones menores para las categorías de consumidores con más alta elasticidad – precio. Tarifas más bajas para consumidores de más alta elasticidad – precio son también recomendables por razones de carácter puramente comercial.

La estructura tarifaria define la relatividad de los precios. La estructura comprende la diferenciación de las tarifas, según los componentes de consumo y demanda, nivel de tensión de suministro, clase de consumo, estación del año, período del día. Localización del consumidor, etc.

La tarifa debe satisfacer las necesidades financieras de la concesionaria (nivel tarifario) y, al mismo tiempo, atender los objetivos de empleo eficiente de recursos, igualdad y justicia social, estabilidad relativa de los precios, simplicidad y uso racional de la energía eléctrica.

La determinación de la estructura de las tarifas con base en los costos marginales toma en cuenta los costos ocasionados por el aumento de la demanda en cada categoría de consumidores y período de consumo, considerando, inclusive, el aspecto probabilístico de esos costos en el sistema de oferta y demanda.

La estructura tarifaria, aun en el enfoque tradicional de tarifa por el costo del servicio, puede ser determinada considerando los costos del servicio, puede ser determinada considerando los costos marginales causados al sistema, por cada clase de consumidores o cada tipo de servicio.

Utilizar los costos marginales en la definición del nivel tarifario medio de un servicio o en la definición del precio de un producto no es siempre recomendable, una vez que distorsiones en mercados de servicios o productos sustitutos o complementarios pueden conducir a un peor empleo final de los recursos, si una alteración aislada de precios en dirección al costo marginal es intentada.

En la definición de la estructura tarifaria de una concesionaria, los posibles productos sustitutos o complementarios son encontrados en otros tipos u horas de uso del mismo servicio.

De este modo, el uso de costos marginales no presenta inconvenientes en la definición de la estructura tarifaria, aun cuando el nivel tarifario medio sea definido por el método tradicional el costo del servicio o con base en el equilibrio financiero de la empresa concesionaria.

Bitu y Born (1993, páginas: 36 - 44) definen a los siguientes tipos de tarifas:

a) Tarifa por el costo del Servicio:

Esta tarifa es definida con base en el costo del servicio prestado, el cual es compuesto básicamente de las siguientes partes:

- Los costos de explotación, los cuales se componen de los costos de operación y mantenimiento de los bienes e instalaciones en servicio.
- Los costos de conservación de los activos, relativos a la depreciación de los bienes e instalaciones en servicio.
- La rentabilidad del capital, que corresponde a un porcentaje sobre el costo de inversión en los bienes e instalaciones en servicio. Ese porcentaje es establecido por los reglamentos vigentes.

De esa forma, el nivel de las tarifas es consecuencia de ese costo del servicio, que es estimado para el período para el cual será fijada la tarifa, con base en datos e informaciones de origen contable.

La estructura de esa tarifa es generalmente obtenida con base en los costos contables, aunque puede ser definida con base en los costos marginales.

La definición de la estructura tarifaria, a partir de los costos contables considera los costos de capital atribuidos al componente de potencia y los costos variables al componente de energía.

La distribución de esos costos en los diversos grupos tarifarios es generalmente hecha de forma proporcional a los parámetros potencia, consumo o número de consumidores en cada nivel del sistema (alta, medio y baja tensión) y categoría de consumidores.

En prácticamente todos los casos en que el Estado reglamenta precios y beneficios de empresas de servicios públicos, ha sido utilizado el sistema de tarifa por el costo del servicio, que es aplicado tanto en empresas privadas reglamentadas como en empresas estatales.

Los sistemas de tarifas con base en los costos marginales han sido aplicados, en la mayor parte de los casos, para sustituir o para complementar el sistema tradicional a costo de servicio.

La tarifa por el costo del servicio presenta, como principal componente, los costos de capital. Esos costos son función directa del capital inmovilizado y de la tasa de rentabilidad.

b) Capital inmovilizado:

Un paso fundamental en el proceso de tarifación por el costo del servicio es la determinación del capital inmovilizado, sobre el cual es aplicada la tasa de retorno o de rentabilidad (remuneración de las inversiones o remuneración legal).

Particularmente, en el caso de empresas que utilizan capital intensamente, esta es la etapa más importante y controvertida del proceso. En la práctica, existen cuatro alternativas para evaluar los bienes e instalaciones en servicio o capital inmovilizado:

c) Costo Histórico:

Es el valor efectivamente pagado por la concesionaria por sus instalaciones y equipos, sustrayendo por la depreciación acumulada. Este es, sin duda, el método más ampliamente utilizado para la definición del capital inmovilizado, simplemente porque es de fácil aplicación y, más importante aún define un valor preciso. El efecto de la inflación es considerada por el uso de índices de precio, siempre a costa de alguna distorsión.

d) Costo de Sustitución:

Es el costo actual de adquisición de nuevas instalaciones y equipos, que permitan un servicio idéntico al proporcionado por las instalaciones y equipos que la empresa posee. Esta es la manera utilizada en mercados competitivos para valorizar el capital inmovilizado, permitiendo grandes beneficios, cuando el valor de sustitución excede el costo histórico para las instalaciones y equipos de una empresa.

En este caso muy común, si los precios fueren fijados con base en los costos históricos, habrá diferenciación de precios entre empresas que ofrecen idéntico servicio, simplemente por causa de las diferentes edades de sus instalaciones.

e) Costo de Reposición:

Representa lo que costaría construir las mismas instalaciones y equipos hoy. Difiere del costo de sustitución, por referirse a la misma instalación, sin importar si está o no obsoleta.

El costo de sustitución se refiere a la misma capacidad de producción, utilizando las actuales técnicas, al mínimo costo. El costo de reposición corresponde al costo histórico corregido de la inflación, por medio de índices de precios específicos, siendo a veces deducido algún porcentaje a título de obsolescencia.

f) Justo Valor:

Es el nombre dado al capital inmovilizado evaluado de un modo subjetivo por el organismo responsable de la regulación. Frecuentemente, es una media ponderada entre los costos históricos y de reposición.

g) Tasa de retorno:

La tasa de retorno y el capital inmovilizado están relacionados, una vez que su multiplicación resulta en la remuneración del capital que, en principio, pertenece a los inversionistas.

Si la empresa es de propiedad estatal, un adecuado retorno sobre el capital es también necesario, porque, a no ser que sea explícitamente definido en la ley, los contribuyentes no deben subvencionar actividades productivas o servicios públicos específicos.

Además, las empresas concesionarias de servicios públicos son pesadamente dependientes de empréstitos para expandir sus sistemas y los acreedores de esos préstamos necesitan de la garantía de beneficios futuros, que permitan el retorno de su capital con intereses.

Tres aspectos deben ser considerados en la determinación de la adecuada tasa de retorno: la justicia para accionistas, inversionistas o contribuyentes; la captación de la cantidad de inversiones (o empréstitos) necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico y la simplicidad administrativa.

Bajo el punto de vista económico, la tasa de retorno debería ser fijada en función del costo de oportunidad del capital, o sea, cuánto costaría conseguir el capital de la concesionaria en los mercados financieros hoy, o lo que la sociedad pierde en otras oportunidades de inversiones al colocar capital en la concesionaria.

La tasa de retorno debería ser equivalente a la obtenida, en el equilibrio de largo plazo, por empresas en mercados perfectamente competitivos. Algunos modelos han sido propuestos para evaluación de la adecuada tasa de retorno, sin embargo el método más ampliamente utilizado aún es la comparación con otras industrias o negocios similares.

La elección de industrias comparables no es una tarea simple, una vez que, en algunos casos, esas industrias pueden estar obteniendo beneficios más altos o más bajos de los que resultarían en

competencia perfecta. La comparación con otras industrias reguladas frecuentemente conduce a un proceso circular.

Además de eso, la comparación puede no ser un ejercicio consistente, pues la inversión en empresas reguladas y con remuneración garantizada presenta menos riesgos que la inversión en empresas operando en ambientes competitivos. Cualquiera que sea el método utilizado, es necesario tener presente que este no puede ser reducido a una ciencia exacta y no creará, por sí mismo, incentivos para el aumento de la eficiencia.

h) Tarifa por el pasivo:

La tarifa por el pasivo es obtenida con base en el balance de resultados de la empresa concesionaria, considerando un costo compuesto por las siguientes partes del pasivo:

- Los costos de explotación, que comprenden los costos de operación y mantenimiento de los bienes e instalaciones en servicio.
- Los costos administrativos, que comprenden los costos comprometidos en la supervisión y administración de los servicios de electricidad.
- Los costos financieros, correspondientes a los intereses pagados y a los montos de amortización de los empréstitos y financiamientos usados en la formación de los bienes e instalaciones en servicio.
- Un monto correspondiente al pago de dividendos, o sea los rendimientos del capital empleado.
- Otro monto relativo al pago de royalties, cuando lo hay.

El nivel de esa tarifa es definido de conformidad con el valor medio obtenido, considerando los montos de costos presentados anteriormente y el mercado previsto. La estructura de esa tarifa puede ser definida con base en los costos contables o en los costos marginales.

i) Tarifa por el precio:

La tarifa por el precio es entendida como tarifa establecida en función del precio presentado en la propuesta ganadora de una licitación para la concesión del servicio, con reglas de reajustes establecidas en los términos de referencia de la licitación o en el contrato de concesión, conforme sea definido en la ley.

Esa tarifa no está subordinada a tasas de rentabilidad o cualesquiera otros criterios de esa naturaleza. Siempre que fueren atendidas las condiciones del contrato de concesión, se supone mantenido el equilibrio económico-financiero de la concesión. De esa forma, el nivel de las tarifas es establecido en el contrato de concesión y es reajustado conforme las cláusulas en él existentes.

La estructura tarifaria es aprobada por el poder concedente, considerando los reglamentos existentes sobre la materia. De esa forma, la empresa concesionaria propone estructuras de tarifas diferenciadas en función de las características técnicas y de los costos específicos de cada tipo de

suministro. Los reglamentos pueden exigir el empleo de técnicas que utilicen los costos marginales.

j) Tarifa al costo marginal:

La tarifa al costo marginal posee como característica básica un nivel tarifario igual a la media de los costos marginales de cada suministro específico y una estructura tarifaria también directamente resultante de esos costos marginales. El costo marginal es el costo requerido para atender un aumento marginal de carga, o sea,

$$C_{mg} = dc(q) / dq$$

Dónde: $C(q)$ es el costo total de atendimento en función de la carga y q es la carga atendida.

Los conceptos de tarifa al costo marginal se apoyan en la teoría microeconómica, existiendo dos variables: la tarifa al costo marginal de corto plazo y la tarifa al costo marginal de largo plazo.

El costo marginal de corto plazo o costo marginal de operación es el costo de suministro de una unidad adicional de demanda, considerando el sistema eléctrico existente. O sea, el suministro de la carga adicional es hecho con el aumento de la generación térmica o con la disminución de la calidad del servicio.

La tarifa al costo marginal de costo plazo es generalmente fijada para períodos anuales y reajustada cuando ocurren variaciones significativas de ese costo.

El costo marginal de largo plazo o costo marginal de expansión es el costo de cubrimiento de una unidad adicional de demanda, considerando la expansión del sistema, pudiendo ser también alteradas la calidad del servicio y la política de generación térmica.

Las tarifas al costo marginal de largo plazo son generalmente calculadas a partir de costos incrementales asociados a planes de expansión específicos.

k) Tarifa con base en los costos marginales o tarifa integrada:

En esa modalidad, tanto el nivel como la estructura de las tarifas son establecidos, guardando la mayor coherencia posible con los costos marginales y, no obstante, teniendo también en consideración otros principios básicos de tarificación y los objetivos atribuidos al sector eléctrico.

La llamada tarifa integrada es obtenida a partir de la tarifa de referencia, o tarifa al costo marginal, y considera el aspecto financiero de la prestación de los servicios y otros aspectos prácticos relacionados con la determinación de las tarifas.

Las tarifas de referencia o tarifas al costo marginal son obtenidas considerando el comportamiento de la carga y los costos marginales del sistema eléctrico, incluyendo generación, transmisión y distribución. La tarifa de referencia es la base para la definición de la estructura tarifaria.

La tarifa integrada es obtenida a partir de las tarifas de referencia, considerando el equilibrio financiero de la empresa concesionaria y también aspectos de orden político, social, operacional, etc.

La tarifa integrada es así llamada porque considera los aspectos teóricos y prácticos relacionados con la determinación de la tarifa de forma integrada.

La tarifa contempla adecuadamente la teoría económica, pues considera los objetivos de eficiencia económica (primer óptimo), además de tratar de formar racional los aspectos políticos (igualdad de tarifas), económicos relacionados al segundo óptimo (por ejemplo, en las tarifas para consumidores de bajo ingreso) y operacionales.

Por esas razones, esa modalidad de tarifas viene siendo escogida por los sectores de electricidad de un número creciente de países, pues es la que más se ajusta a los requerimientos exigidos de los sectores eléctricos, que deben buscar una tarifa adecuada sus características y a las necesidades de la sociedad, considerando el uso racional y la conservación de energía y conduciendo los agentes involucrados en dirección de la calidad total y de la productividad.

2.4.7.- Tipos de Estructuras Tarifarias:

A continuación se presentan los diferentes tipos de estructuras tarifarias planteadas por Bitu y Born (1993: 44 - 47).

Las tarifas de energía eléctrica pueden ser estructuradas y discriminadas de forma bastante variada. Teóricamente, podría ser definida una tarifa para cada consumidor.

En la práctica, el grado de sofisticación de la estructura tarifaria es limitado por dificultades de diversas naturalezas, tales como aquellas derivadas del sistema de medición y cobranza, por la comprensión de las señales de precio por los consumidores, por restricciones de comercialización de energía eléctrica en determinadas condiciones, etc.

El consumidor paga un precio final que incluye las tarifas, los cargos fijos y los impuestos. Los cargos fijos están relacionados a los gastos de atención a las unidades de consumo que no dependen de la cantidad consumida. Los impuestos, aunque a veces vinculados a los servicios de electricidad, están relacionados a la política tributaria nacional y regional.

a) Tarifa monomía:

Es la forma más común de estructura tarifaria, la cual contempla solamente el uso de un precio para energía consumida a lo largo de un período de tiempo, en general un mes.

b) Tarifas horarias – estacionales:

Cuando la medición de energía y potencia es registrada en una secuencia de períodos más cortos, es posible aplicar una tarifa diferenciada según el momento de la utilización. Son las tarifas horarias-estacionales o tarifas diferenciadas según las horas del día y las estaciones del año.

c) Tarifas en bloques:

Se puede también adoptar una estructura de tarifas en bloques, en la cual el precio unitario varía de acuerdo con el total de kWh consumido. Una estructura de tarifas con precios más reducidos para los primeros bloques de consumo es generalmente utilizada para beneficiar los consumidores de bajo ingreso. Se puede llamar a este tipo de estructura tarifaria de tarifa creciente en bloques o tarifa progresiva. Una estructura opuesta, de precios decrecientes en bloques, es históricamente importante y continúa siendo utilizada en muchos países, a pesar de sus defectos evidentes. De hecho, si cualquier precio unitario de la tarifa decreciente en bloques resulta significativamente inferior a los costos marginales, se señala para el consumidor que la energía es más barata de lo que realmente es, estimulando el desperdicio. También el efecto redistributivo de la tarifa decreciente en bloques es perverso, ya que los mayores consumidores son los más beneficiados.

d) Tarifas binomias:

Las tarifas binomias son aquellas que presentan una componente de energía y otra de potencia. La forma más utilizada es aquella que considera la facturación separada del consumo de energía y de la demanda de potencia máxima. Se debe observar que, si la máxima demanda de potencia del consumidor no es observada en el período de punta del sistema, él es penalizado de forma incompatible con los costos que impone al sistema.

e) Tarifas interrumpibles:

Las tarifas interrumpibles o tarifas para disponibilidad eventual de energía son una forma extrema de tarifación diferenciada, en que el consumidor acepta ser desconectado, siempre que exista dificultad de suministro de energía por parte de la empresa concesionaria. Las tarifas interrumpibles pueden ser monomias o binomias y son necesariamente bajas, porque tales suministros no sobrecargan la capacidad del sistema.

f) Tarifas en función del tiempo de utilización:

Esas tarifas son determinadas en función del tiempo de utilización de los consumidores, o sea, en función de su factor de carga. Pueden ser clasificadas en tarifas de corta, media y larga utilización, las cuales varían en función de los costos respectivos en cada período.

g) Tarifas variables en función del precio del producto:

Esas tarifas consideran los costos de suministro y los precios de los productos finales de los consumidores. Son destinadas a los consumidores electrointensivos y son vinculadas a la

comercialización de grandes bloques de energía. Permiten viabilizar la producción de ciertos consumidores electrointensivos de forma competitiva. Se presentan en dos formas, con diferimiento o sin diferimiento.

Las tarifas con diferimiento guardan neutralidad entre el consumidor y la empresa concesionaria. Ese diferimiento es realizado por medio de una cuenta de compensación. El consumidor paga una tarifa en función del precio internacional de su producto, efectuándose una compensación con base en la tarifa normal, para un posterior cierre de cuentas entre el consumidor y el concesionario.

h) Tarifas instantáneas:

Las tarifas instantáneas o tarifas spot son las tarifas cuyos valores varían en períodos cortos de tiempo.

Son definidas a partir de los costos marginales de corto plazo y generalmente usadas para estimular la utilización de sobrantes eventuales de energía.

Las tarifas spot son frecuentemente resultantes de la libre comercialización de energía entre empresas o entre países. En estos casos, el intercambio de energía es ventajoso únicamente si el precio de compra fuere inferior al costo marginal de corto plazo de generación propia.

i) Cargos fijos:

Los cargos fijos son relacionados con los costos asociados a la atención de los consumidores, lo cuales no dependen de la potencia o de la energía utilizadas y no son considerados en las tarifas.

Esos cargos se refieren a costos directamente asociados a las unidades de consumo. Es el caso, por ejemplo, de los cargos para conexión de nuevos consumidores, tasas de lectura, desconexión y reconexión, cobranza y otras, resultantes de servicios de esa naturaleza.

Además de los cargos anteriormente referidos, existen cargos especiales, como por ejemplo aquellos relacionados con el consumo adicional de combustible en las plantas térmicas. El cobro de esos cargos permite a la concesionaria trasladar rápidamente al consumidor los aumentos imprevistos en los costos de los combustibles.

2.5.- Sostenibilidad en el Sector Eléctrico:

En el Plan Maestro de Electrificación del año 2012 se define como sostenible a un proceso que puede mantenerse por sí mismo, mientras que indica que sustentable se refiere a la capacidad de conservar algo en su ser o en su estado. Además, se establece que el desarrollo sustentable es aquel que permite satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para atender sus propias necesidades.

Dadas las definiciones presentadas anteriormente, el PME plantea que la sostenibilidad involucra la estabilidad de los procesos mediante el aseguramiento de los recursos para el presente y el futuro. Es por esta razón que para el desarrollo de una política sostenible se debe abarcar el tratamiento de tres dimensiones: social, económica y la ambiental.

A continuación se presentarán las herramientas que serán utilizadas para analizar la sostenibilidad de la política energética del Ecuador. Es importante mencionar que el análisis de sostenibilidad se basará en determinar si las políticas implementadas por el actual gobierno podrán ser consistentes a través del tiempo.

2.5.1.- Flujos Neto de Caja o Flujos Financieros Estimados:

En primer lugar es necesario definir lo que es un proyecto. Ernesto Fontaine (1999: 21) establece que para los economistas un proyecto es una fuente de costos y de beneficios que ocurren en distintos períodos de tiempo.

Fontaine (1999: 21 - 33) plantea que es necesario identificar los costos y beneficios atribuibles a un proyecto, y medirlos con el fin de emitir un juicio sobre la conveniencia de ejecutar dicho proyecto. Para lo cual es necesario aplicar el proceso de evaluación de proyectos que consiste en emitir un juicio sobre la bondad o conveniencia de una proposición; para ello es necesario definir previamente el o los objetivos perseguidos.

Fontaine (1999: 23 - 24) establece que la evaluación económica de proyectos compara sus costos y beneficios económicos con el objetivo de emitir un juicio sobre la conveniencia de ejecutar dichos proyectos en lugar de otros. El proceso de evaluar implica identificar, medir y valorar los costos y beneficios pertinentes de distintas y múltiples alternativas de proyectos para lograr los objetivos propuestos, a los efectos de establecer cuál de ellos es conveniente ejecutar.

Para realizar estos análisis es necesario analizar los flujos financieros estimados, los cuales son definidos por Vega (1983: 36) como la representación de los movimientos de caja o la generación de fondos durante un período determinado que generalmente es de un año. Es indispensable

anotar que para la determinación del flujo se deben considerar solamente los ingresos y egresos reales o efectivos; es decir, aquellos que se traducen por movimientos de dinero entre la empresa y el exterior y no de productos y cargos en el sentido de la contabilidad.

Vega (1983: 36) establece que para determinar el flujo neto es necesario considerar únicamente los ingresos y los gastos los ingresos y los gastos reales o efectivos; es decir aquellos que se traducen por movimientos de dinero entre la empresa y los demandantes.

Vega (1983:36) plantea que si R_k es el monto previsto de los ingresos correspondientes al año k , asociados a un determina proyecto y D_k el monto previsto de los desembolsos efectivos correspondientes; se tiene que el flujo neto del año k asociado al proyecto es:

$$\text{Flujo Neto de Caja}_k = R_k - D_k$$

En la presente tesis se analizarán los flujos financieros estimados de los Proyectos que se buscan desarrollar según el Plan Maestro de Electrificación, para poder determinar si la propuesta de expansión es equilibrada y contará con los recursos necesarios para sostener la política de expansión en el tiempo.

En el siguiente punto se presenta un estudio realizado en Chile, en el que después de un análisis de la situación que atraviesa el sector eléctrico de dicho país, se plantean ciertos principios que deben cumplirse para que una política energética sea considerada sustentable. Más adelante estos principios serán evaluados para la realidad del Ecuador, y así determinar si la política energética implementada por el actual gobierno puede mantenerse en el tiempo.

2.5.2.- Principios de Sostenibilidad para un Sector Eléctrico:

Después de realizar un análisis de la situación que atraviesa el sector eléctrico chileno la Comisión Ciudadana – Técnico – Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica de Chile (2011: 39 – 45) establece que la sustentabilidad energética puede ser evaluada con los siguientes principios:

2.5.2.1.-Seguridad e independencia:

Se refiere al abastecimiento seguro, oportuno, de calidad, a costos razonables de la energía, y con niveles adecuados de autoabastecimiento. La seguridad e independencia del desarrollo eléctrico sólo resulta posible si contempla requerimientos claves como el análisis sobre el potencial de recursos energéticos propios, la diversificación de fuentes, la regulación y planificación y la generación distribuida.

- **Análisis sobre el potencial de recursos:** El Estado debe invertir recursos en proveer información pública sobre los potenciales de los recursos energéticos/eléctricos y los potenciales de Eficiencia Energética existentes en el país, tales como los hidroeléctricos, eólicos, solares, geotérmicos y de otras opciones energéticas, particularmente renovables, y su potencial de generación, para facilitar la planificación de su utilización.
- **Diversificación de fuentes:** Se debe disponer de un conjunto de medios diferentes medios de generación eléctrica, con los que se pueda hacer frente a circunstancias en que una o varias fuentes no estén disponibles en el sistema. Para ello, el Estado debe proveer mecanismos que permitan la diversificación de fuentes de generación, por ejemplo, mediante la sustitución de fuentes y la utilización de energías renovables no convencionales.
- **Regulación y planeación:** Al Estado le corresponde definir la política energética y determinar los objetivos que respondan a las necesidades y demandas de toda la población, y según ello, establecer cambios regulatorios apropiados para garantizar el bien público. Por ello, es la autoridad quien debe liderar una estrategia de sustentabilidad energética que concilie la expansión del sistema eléctrico con los desafíos de largo plazo no considerados por el mercado.
- **Regulación de Redes de Transmisión y Distribución:** La transmisión y distribución de electricidad son sectores críticos para asegurar la apertura y participación de nuevos actores en el mercado eléctrico. Por ello, se requiere diseñar un sistema de transmisión y distribución acorde a los cambios de escala, ubicación geográfica y tiempo, que permitan satisfacer los requerimientos de calidad, seguridad y confiabilidad de la red. Para esto es imprescindible que la expansión del sistema eléctrico se realice coordinadamente entre los componentes de Generación, Transmisión y Distribución; y en coherencia con la proyección de la demanda eléctrica.

- **Incorporar en el corto plazo la Generación Distribuida:** La Generación Distribuida consiste en sistemas de generación relativamente pequeños, conectados directamente a la red de distribución (en media y baja tensión); lo que permite ampliar las fuentes de generación, haciendo más independiente al sistema; permite mayor seguridad, al generar redes eléctricas resistentes; democratiza el sistema, al fomentar redes regionales de distribución y reduce la transmisión a grandes distancias; minimiza las pérdidas de energía por transmisión y distribución; y disminuye los impactos ambientales, al instalar proyectos de generación más pequeños y desconcentrados.

2.5.2.2.- Equidad socioambiental:

Se refiere al acceso de las comunidades aisladas, rurales y regionales a los bienes y servicios energéticos, como así mismo al acceso de los sectores socioeconómicos de menores ingresos a estos servicios en la cantidad y calidad necesaria para su subsistencia y bienestar.

El objetivo estratégico de la equidad energética es satisfacer las necesidades de toda la población, lo que supone no sólo el acceso geográfico a ésta, sino asegurar a aquellos que viven en zonas aisladas, un empalme o sistema de autogeneración que le permita abastecer su vivienda y sus actividades económicas, tales como bombeo de agua, uso de herramientas y máquinas menores para su sustento. Pero también reducir el impacto del gasto en energía en el presupuesto de los sectores más vulnerables de nuestra sociedad. Por último, se debe impedir el desarrollo de proyectos de generación eléctrica que provocan impactos sociales y ambientales sobre poblaciones locales, o que degradan sus territorios, recursos hídricos y medios de subsistencia.

Para asumir cabalmente este lineamiento en Chile se plantea la necesidad de:

- Mejorar la calidad y cantidad de la distribución eléctrica hacia zonas rurales y aisladas o proveer medios para la autogeneración: Índices de electrificación, ampliación y robustecimiento de redes de transmisión y distribución, subsidios a los costos de mantención del suministro.
- Incorporar criterios de carencia energética que analicen aspectos como el confort ambiental; calidad térmica y la tenencia de equipamiento electrodoméstico de calidad.

- Definir requerimientos energéticos mínimos, que permita establecer modelos de “Tarifas en cascada” o “tarifas sociales” en el sistema tarifario, para los sectores de menores ingresos; y simultáneamente cargos al sobre consumo en sectores de ingresos altos.
- Incorporar evaluaciones socio-ambientales y desarrollar mecanismos para la toma de decisiones públicas y privadas que consideren estos aspectos.

2.5.2.3.- Responsabilidad Ambiental y Social:

Se requiere prevenir los impactos territoriales y socio-ambientales de los procesos de generación, transmisión y distribución de energía; y desincentivar el uso de tecnologías de mayor impacto mediante normas y la internalización de los costos ambientales.

En consecuencia, la evaluación de proyectos debe considerar tanto los impactos locales (contaminación, pérdida de biodiversidad, uso del territorio, consumo de agua); impactos sobre otros sectores (lucro cesante); y los impactos globales como el cambio climático, el agotamiento y sustitución de recursos energéticos no renovables, desde su extracción hasta su uso final (ciclo de vida).

Para lograr avanzar en este se necesita:

- Incorporar criterios de Ordenamiento Territorial en el diseño e implementación de la política eléctrica, con el fin de articular distintas visiones e intereses respecto del desarrollo territorial. Para ello, se requiere avanzar en la evaluación de las características y potencialidades del territorio, proponer zonificaciones considerando la visión de los distintos actores que convergen en dicho territorio y utilizar mecanismos como la negociación, la mediación y la resolución de conflictos para definir democráticamente las inversiones energéticas requeridas.
- Diseñar e implementar la evaluación ambiental estratégica: que incorpore el ciclo de vida de los proyectos; que incluya los impactos sinérgicos de los proyectos en las cuencas y ecosistemas; y que se integren sus efectos sobre capacidad de carga de los ecosistemas.
- Privilegiar proyectos de baja escala y con mínimo impacto en el uso del territorio.
- Realizar evaluaciones socioambientales de los proyectos previamente a la toma de decisiones.

- Revisar periódicamente el impacto ambiental y social que provocan los proyectos en operación, para lo cual es necesario contar con información pública sobre todas las fuentes de generación y los impactos que éstas provocan. Ello permite generar un plan de cierre de plantas contaminantes e ineficientes y reglamentar la incorporación de la mejor tecnología disponible y la repotenciación de centrales antiguas.
- Presentar, en el caso de las actividades energointensivas, planes de energía y/o de suministro eléctrico, los que deberán incorporar dentro de su evaluación de proyectos las fuentes de energía que utilizarán en sus procesos productivos.
- Diseñar y dictar normas para reducir, y en lo posible eliminar, las emisiones de contaminantes derivados de la producción energética/eléctrica que afecten la salud y el Medio Ambiente.
- Implementar instrumentos tributarios que obliguen la internalización de los costos ambientales, de los daños a la salud y la vulneración del patrimonio natural (principio contaminador-pagador) y desincentiven la generación eléctrica mediante combustibles y/o tecnologías contaminantes.

2.5.2.4.- Eficiencia Energética:

Es un lineamiento transversal que involucra los criterios de seguridad y sustentabilidad, ya que apunta a satisfacer un conjunto de servicios, tales como: calefacción, refrigeración, iluminación, fuerza motriz y transporte. En este contexto, la eficiencia energética apunta a prestar los mismos o mejores servicios utilizando menos energía, sin sacrificar el confort ni la actividad productiva o de servicios.

Este lineamiento propende al uso eficiente de energía, entendiendo que ésta es una fuente renovable, no contaminante, cuyo aprovechamiento contribuirá a diversificar la matriz energética y dar seguridad y calidad al abastecimiento. La eficiencia energética (lineamiento estratégico de la política energética en general y de la eléctrica en particular), reduce los gastos energéticos de las personas y empresas, reduce las emisiones atmosféricas contaminantes y los Gases de Efecto Invernadero (GEI) y reduce la dependencia energética, entre otros.

La implementación de políticas públicas en el marco de este lineamiento requieren, desde la perspectiva de la Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica, de una agresiva

política de eficiencia energética que establezca especificaciones mínimas en los equipos usuarios de energía y exija a las empresas que concentran parte importante del consumo de energía, conductas de uso de la energía a la altura de los desafíos que el país enfrenta.

2.5.2.5.- Democracia participativa:

Este lineamiento apunta a la sustentabilidad política del desarrollo eléctrico, e involucra información pública y participación ciudadana en la definición, diseño e implementación del desarrollo eléctrico, de manera de asegurar niveles de soberanía energética a nivel local, regional y nacional.

Para el caso chileno también se requiere un activo rol del Estado en la planificación del desarrollo eléctrico, la desconcentración la propiedad en el sector de la generación, transmisión y distribución; la reducción de las distorsiones; poner fin a los sobrepuestos y falta de transparencia del mercado eléctrico; incorporar redes de generación distribuida al sistema eléctrico; e incluir a los ciudadanos en la autogeneración eléctrica.

Democratizar de las decisiones sobre el desarrollo eléctrico es fundamental para modificar el curso de la política vigente. Para ello, es necesario generar espacios de interlocución y participación ciudadana directa y vinculante en el diseño, gestión y evaluación de las políticas energéticas. Se plantean las siguientes propuestas para el logro de este fin:

Crear instancias democráticas y vinculantes de participación ciudadana para la definición de políticas públicas en el área energética como un Consejo Nacional para la Política y el Desarrollo Eléctrico, incluyendo la Eficiencia Energética.

Implementar programas de participación ciudadana de carácter vinculante para el desarrollo eléctrico de las regiones y municipios.

Dar mayor atribución y participación al sector público en la definición del desarrollo eléctrico.

Establecer procesos de participación vinculante en las decisiones sobre proyectos energéticos que involucran los intereses de toda la población y comprometen la salud de las personas, el patrimonio natural y el medioambiente. Ello implica, desde su primera etapa, un debate abierto e informado con amplia participación de la ciudadanía, pues cada proyecto implica modificaciones sustantivas en la calidad de vida de la población. Para avanzar en esta línea requiere:

Mejorar acceso de la ciudadanía a la información sobre proyectos, Institucionalizar la participación activa de la población directa o indirectamente involucrada y/o afectada por las decisiones de proyectos energéticos (represas, ampliación de la capacidad de refinación, construcción de ductos, terminales, sub-estaciones, líneas de transmisión, entre otros), y a consumidores y usuarios.

Implementar mecanismos de participación ciudadana vinculante, con influencia real sobre las decisiones adoptadas desde el gobierno. En el caso de megaproyectos eléctricos deben realizarse Referéndum o plebiscitos vinculantes.

Regular los instrumentos de compensación y/o “arreglos entre las partes” para la implementación de proyectos eléctricos, dado que ello genera compra de voluntades más que coherencia con las prioridades del desarrollo local.

NORMATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

La normativa emitida durante el gobierno de Rafael Correa ha generado los siguientes cambios en el Sector Eléctrico como se puede observar en las tablas 3.1 y 3.2:

Tabla 3.1: Diferencias entre LRSE y la normativa actual implementada en el Sector Eléctrico (I)*:

Descripción	Ley de Régimen del Sector Eléctrico	Normativa Gobierno Rafael Correa
Objetivos	<p>Proporcionar un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad.</p> <p>Competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo.</p> <p>Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad.</p> <p>Sistemas tarifarios que estimulen la conservación y uso racional de energía.</p> <p>Promover la realización de inversiones privadas de riesgo.</p> <p>Promover realización de inversiones públicas en transmisión.</p>	<p>Recuperar para el Estado la rectoría y planificación del sector eléctrico.</p> <p>Garantizar el autoabastecimiento de energía eléctrica.</p> <p>Fomentar el uso eficiente de la energía en su conjunto.</p> <p>Cambio de la Matriz Energética.</p> <p>Promover e impulsar el desarrollo de fuentes renovables de generación de energía eléctrica.</p> <p>Uso adecuado y eficiente de la energía eléctrica.</p> <p>Ampliar la cobertura del servicio público de energía eléctrica a nivel nacional.</p>
Papel del Estado	<p>Satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país.</p> <p>Planificación indicativa en la cual el rol del Estado era el de crear los incentivos y las condiciones necesarias para la inversión.</p> <p>Estado debía dedicarse a regular, supervisar y controlar al Sector Eléctrico para lo cual se creó a las siguientes instituciones: CONELEC, COMOSEL y CENACE.</p>	<p>Se deja de lado la Planificación Indicativa, de tal manera que el Estado cumpla un papel preponderante en el manejo de las empresas de generación, transmisión y distribución.</p> <p>Además es el encargado de definir cómo se debe desarrollar el Sector Eléctrico en el mediano y largo plazo.</p>
Sector Privado	<p>Inversiones de Riesgo para el desarrollo del Sector eléctrico en Generación, Transmisión y Distribución.</p> <p>Manejo eficiente de las diferentes etapa del Sector Eléctrico para que exista competitividad dentro del mercado eléctrico mayorista</p>	<p>De forma excepcional se otorgará delegaciones a la iniciativa:</p> <p>Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general.</p> <p>Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.</p>
Inversión de Expansión	Financiada con Tarifa Eléctrica.	Financiada con recursos del Presupuesto general del Estado.

Fuente: LRSE y Reglamentos – Regulaciones del CONELEC.

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

*Detalle en Anexos.

Tabla 3.1: Diferencias entre LRSE y la normativa actual implementada en el Sector Eléctrico (II)*:

Descripción	Ley de Régimen del Sector Eléctrico	Normativa Gobierno Rafael Correa
FERUM	Se financiaba con la suma resultante de la facturación que harán los generadores y los distribuidores a los consumidores de categoría comercial e industrial, del 10% adicional sobre el valor neto facturado por suministro de servicio eléctrico, sin considerar ningún otro valor.	Financiado con recursos del Presupuesto general del Estado.
Tarifa Eléctrica	Se basa en un modelo de tarifas de costos marginales. Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) promedio de todas las empresas de distribución del País.	Se establecerá una tarifa única que deberá ser aplicada por todas las empresas de distribución, y deberá cubrir los costos de generación, transmisión y distribución.
MEM	Para el intercambio se estableció dos modalidades: Contratos a plazos, los mismos que son acuerdos que se celebran bajo concurso público entre generadores y distribuidores o grandes consumidores por un plazo mínimo de un año en el que se establece el precio a pagar. Mercado ocasional es en donde los generadores podrán vender libremente su producto y tanto generadores, distribuidores como grandes consumidores podrán adquirirla. El precio será establecido en cada periodo horario a través de la determinación del costo marginal horario.	SE establece una modalidad de contratos de largo plazo, que se pactarán a través de concurso público entre generadoras privadas y distribuidoras y entre generadoras del Estado y distribuidoras. También se aplicará contratos libres que se firmarán entre generadores privados y grandes consumidores. Los contratos regulados serán liquidados por toda la producción real y asignados a las distribuidoras según su demanda real. El precio estará compuesto por un cargo fijo (disponibilidad) y un cargo variable (producción). Estos contratos tendrán la duración mínima de un año, excepto para las generadoras que usen energía renovables no convencionales, que tendrán duración de diez años como mínimo. pérdida de transmisión y costo de servicios complementarios.

Fuente: LRSE y Reglamentos – Regulaciones del CONELEC.

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

*Detalle en Anexos.

SOSTENIBILIDAD DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA ECUATORIANA.

En el presente capítulo se analizarán las implicaciones que se han generado al poner en práctica las diferentes políticas fomentadas por el Gobierno Nacional para normar al Sector Eléctrico. Además, se procederá a evaluar la sustentabilidad de la política energética mediante la aplicación de los conceptos desarrollados en los estudios: “Política energética sustentable – Caso Chile” y “Sostenibilidad: Caso Ecuador” presentados en el segundo capítulo.

4.1.- Sector Eléctrico Ecuatoriano:

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER - ha desarrollado las siguientes políticas que deben ser aplicadas por todas las instituciones que conforman el sector eléctrico ecuatoriano, y que han sido diseñadas para respetar los principios del Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV):

- Recuperar para el Estado la rectoría y planificación del sector eléctrico, para lo cual el MEER debe coordinar, gestionar y liderar la implementación de la planificación sectorial, en base a objetivos nacionales.
- Garantizar el autoabastecimiento de energía eléctrica a través del desarrollo de los recursos energéticos locales e impulsar los procesos de integración energética regional con miras al uso eficiente de la energía en su conjunto.
- Promover el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, a fin de maximizar el aprovechamiento del potencial hídrico de las distintas cuencas.
- Promover e impulsar el desarrollo de fuentes renovables de generación de energía eléctrica.
- Implementar planes y programas que permitan hacer un uso adecuado y eficiente de la energía eléctrica.
- Fortalecer la gestión de los sistemas de distribución de energía eléctrica, con el fin de alcanzar estándares internacionales.
- Ampliar la cobertura del servicio público de energía eléctrica a nivel nacional.
- Promover e impulsar el desarrollo sostenible de los sistemas eléctricos de la zona amazónica y fronteriza.

Las políticas mencionadas anteriormente deberán ser desarrolladas procurando minimizar los impactos negativos en el ambiente, mediante la mitigación y/o remediación, con tecnologías limpias y sustentables. A continuación se presenta la situación en la que se encuentra el sector eléctrico en la actualidad:

4.1.1.- Organización del Sector Eléctrico Ecuatoriano:

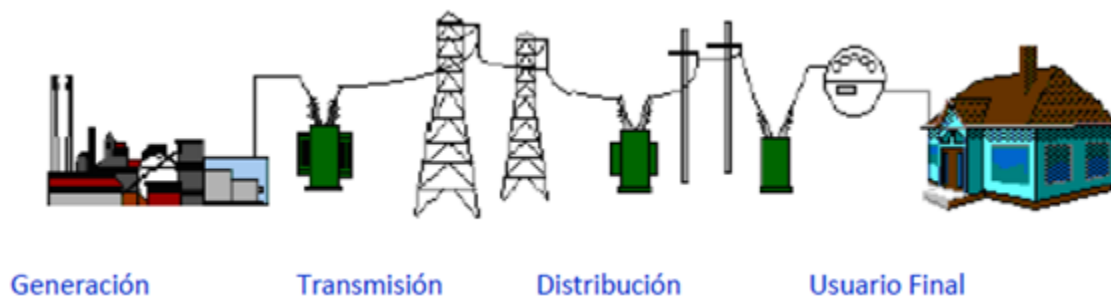
El 24 de julio del 2009 se expidió la Ley Orgánica de Empresas Públicas, esta ley dio paso a la creación de varias empresas que se encargarán de gestionar y desarrollar las actividades tendientes a brindar el servicio público de energía eléctrica.

En función de lo anterior y con la participación de las empresas de capital privado, el sector eléctrico ecuatoriano, a diciembre de 2010, estuvo compuesto por los siguientes agentes:

- Unidades de Negocio de generación de CELEC EP.
- 12 Generadoras - incluidas las Unidades de Negocio de CELEC EP.
- 1 Unidad de Negocio encargada de la transmisión -a través de CELEC EP.
- 26 Autogeneradores.
- 20 Distribuidoras: 9 Empresas Eléctricas, la Unidad Eléctrica de Guayaquil y las 10 Regionales de CNEL.
- Grandes Consumidores que participaron en el mercado eléctrico.

A continuación se presenta un gráfico que permite visualizar la estructura de la cadena de suministro eléctrico del Ecuador:

Gráfico 4.1: Cadena de suministro eléctrico.



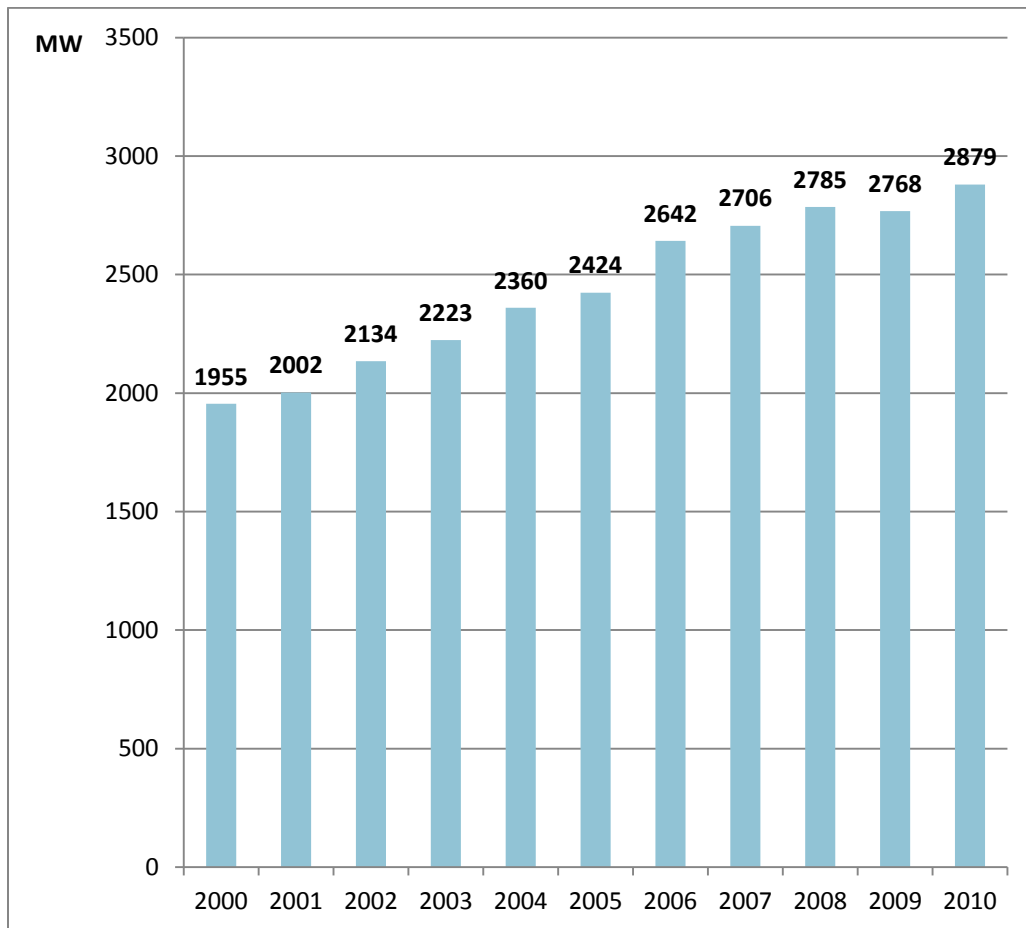
Fuente: CONELEC.

Elaboración: CONELEC.

4.1.2.- Demanda Nacional de Energía:

A continuación se presenta la evolución histórica de la demanda de energía eléctrica del período 2000 – 2010. El gráfico permite evidenciar que durante el período analizado existe un incremento de la demanda del 47,26%

Gráfico 4.2: Evolución Histórica de Demanda de Energía Eléctrica (GWh).



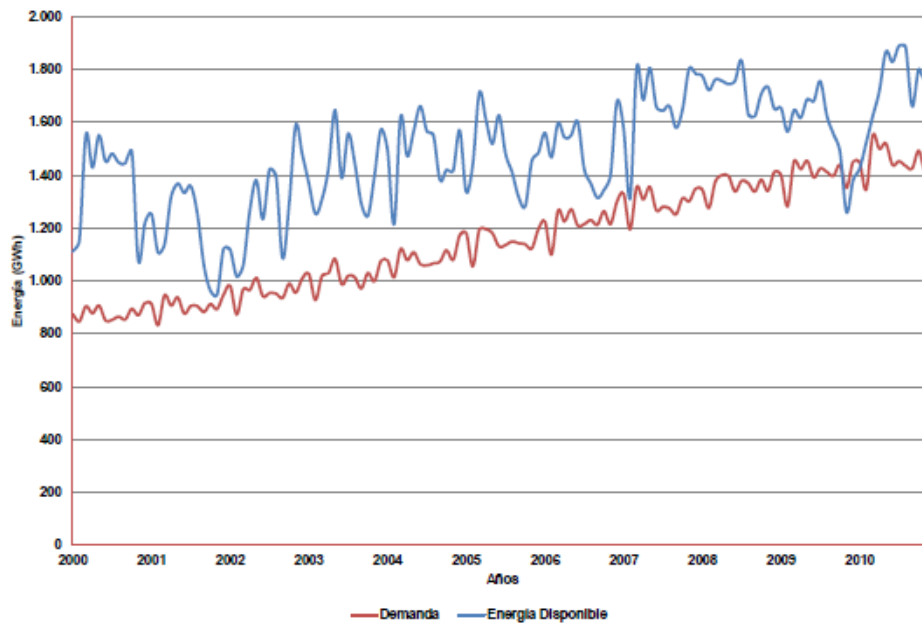
Fuente: CONELEC.

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

En el gráfico 4.2 se puede observar la evolución histórica de la relación que existe entre la energía disponible y la demanda del Sistema Interconectado Nacional, se observa que durante la mayor parte del período 2000 – 2010 se contaba con la energía necesaria para satisfacer la demanda, con la excepción del período que se extendió entre los años 2009 y 2010, en el que la energía disponible se encontraba por debajo que la demanda de energía. Es por esta razón que se produjeron cortes de luz que tuvieron un

impacto importante para el sector productivo, generando pérdidas que llegaron hasta los 346.2 millones de dólares según el estudio realizado por la Federación Nacional de Cámaras de Comercio del Ecuador.

Grafico 4.3: Energía disponible vs. Demanda del SIN.



Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.

Como consecuencia del déficit que se presentó el gobierno tomó las siguientes medidas:

- Racionar el servicio eléctrico a los usuarios a través de un esquema preestablecido.
- Administración temporal de la central Power Barge II de propiedad de Ulysseas INC., a través de CELEC EP - Unidad de Negocios Termopichincha.
- Importación de energía eléctrica a precios altos desde Colombia y Perú.
- Instalación de nuevas centrales de generación (Pascuales II 120 MW, Miraflores PG1 20 MW) y suscripción de contratos de arrendamiento de centrales (Energy International 130 MW y APR 75 MW) que utilizan combustible diesel.
- Postergación de mantenimientos en las centrales de generación (Termoesmeraldas, Trinitaria, entre otras).
- Restricción del servicio de alumbrado público en las empresas distribuidoras.

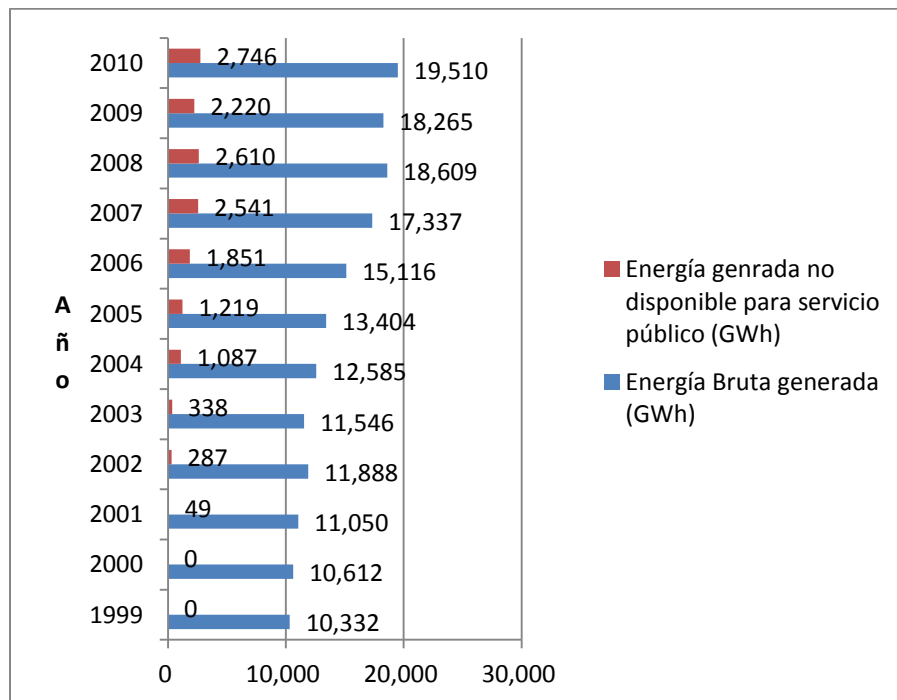
- Obligatoriedad de reducción del consumo de energía en entidades públicas.
- Disponer el uso de los generadores de emergencia de propiedad de los usuarios, para satisfacer la totalidad o parte de sus requerimientos energéticos particulares.

4.1.3.- Generación de Energía:

a) Producción e importación de energía eléctrica, período 1999 – 2010:

En el gráfico 4.3 se muestra la evolución histórica de la generación bruta de energía del país, la cual se ha incrementado a una tasa promedio del 5.69% durante el período 2000 – 2006, mientras que la tasa de variación promedio entre el año 2007 y 2010 alcanzó un 6.75%. Además es importante señalar que en el período analizado se experimentaron reducciones en la generación únicamente en dos años: 2003 (-2.87%) y en el año 2009 (-1.85%), y durante el año 2007 se experimentó el incremento más significativo con 14.69%.

Gráfico 4.4: Energía Bruta Generada (GWh)



Nota: No toma en cuenta las interconexiones.

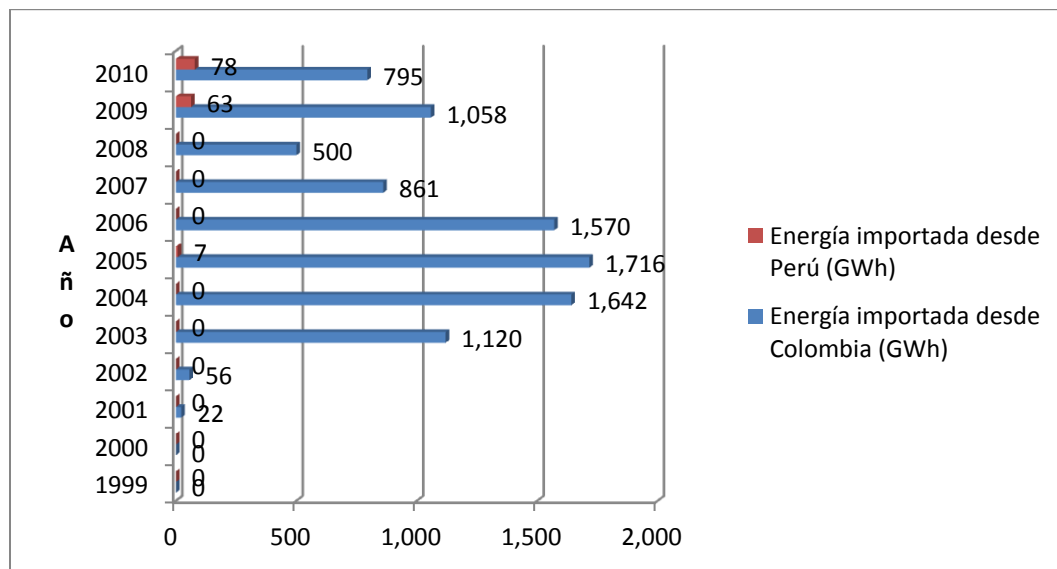
Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

A continuación se presenta el gráfico 4.4 que representa la evolución de las importaciones, como se puede observar el Ecuador realiza este tipo de transacciones con Colombia y Perú. Durante el período de estudio se ha importado un total de 9,488.35 GWh, de los cuales el 98.44% fueron proveídos por Colombia.

La variación promedio de las importaciones del período 2002-2003 llegó a un 1,020%, durante el período 2004-2006 se observa una variación del 14.24%, finalmente entre los años 2007-2010 existió una tasa de incremento promedio del 3.72%. También se puede evidenciar que durante el período 2003 – 2006 se importaba en promedio 1,513.79 GWh por año, esta cifra se redujo durante el gobierno del Economista Rafael Correa a 838.67 GWh.

Gráfico 4.5: Energía Importada (GWh)



Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Una vez que se ha definido la cantidad de energía bruta generada en el país, y la evolución que se ha experimentado la importación de energía eléctrica. Es necesario establecer que existen diferentes tipos de empresas que generan energía: Generadoras, distribuidoras, autogeneradoras, interconexiones (importaciones).

También es importante señalar que la energía generada o importada puede ser destinada para servicio público; que es aquella que se entrega a los clientes finales a través de los sistemas de transmisión y distribución, o se puede utilizar para el servicio no público.

Durante el período 2007 – 2010: la energía destinada para el servicio público en promedio ha representado el 86% del total de la energía bruta generada, las empresas generadoras han aumentado su producción de energía en un promedio de 3.45% anual, la empresas distribuidoras han experimentado un incremento en su generación en una tasa promedio anual del 20.52%, y finalmente los autogeneradores han aumentado en promedio su producción en un 1.93% anual.

Tabla 4.1: Energía bruta y entregada para servicio público y no público.

Año	Tipo de Empresa	Energía Bruta (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
2007	Generadora	13,368	12,438	931	13,070	12,154	915
	Distribuidora	889	607	283	776	584	192
	Autogeneradora	3,079	2,623	456	538	536	2
	Interconexión	861	861	0	861	861	0
Total General 2007		18,198	16,529	1,669	15,244	14,136	1,109
2008	Generadora	14,375	14,375	0	14,059	14,059	0
	Distribuidora	943	943	0	873	873	0
	Autogeneradora	3,290	798	2,493	680	575	105
	Interconexión	500	500	0	500	500	0
Total General 2008		19,109	16,616	2,493	16,112	16,007	105
2009	Generadora	13,774	13,470	0	13,456	13,470	0
	Distribuidora	1,353	1,339	0	1,243	1,339	0
	Autogeneradora	3,225	648	2,276	638	648	2,276
	Interconexión	1,120	62	0	1,120	62	0
Total General 2009		19,473	15,519	2,276	16,458	15,519	2,276
2010	Generadora	14,739	14,690	49	14,492	14,442	50
	Distribuidora	1,516	1,516	0	1,498	1,498	0
	Autogeneradora	3,254	555	2,700	3,219	563	2,656
	Interconexión	873	873	0	873	873	0
Total General 2010		20,383	17,634	2,749	20,082	17,377	2,706

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

b) Valores facturados, recaudados por la venta de energía de las generadoras:

Durante el año 2010, las diferentes empresas vendieron 13,703.45 GW. Por la energía vendida se facturó un total de 650.65 millones de dólares, de los cuales se recibieron 537.82 millones de dólares que representan una recaudación del 82.66%.

De las 16 empresas que se analizan en la tabla 4.2, se puede observar 8 de ellas tienen un porcentaje de recaudación mayor al 80%. Si se analizan las empresas que forman parte de la Corporación Eléctrica del Ecuador E.P. apenas una empresa sobrepasa el 80% de la recaudación. Mientras que del resto de empresas siete empresas han logrado recaudar un porcentaje mayor al 80% de los del total de lo que facturaron.

En el gráfico 4.5 se muestran los precios medios con los que funcionaron las diferentes empresas generadoras durante el año 2010, se evidencia que las generadoras hidroeléctricas tienen un precio medio de 3.53 centavos, las generadoras termoeléctricas 8.88 centavos y por último la energía eólica con un precio mayor que llega a los 12.82 centavos.

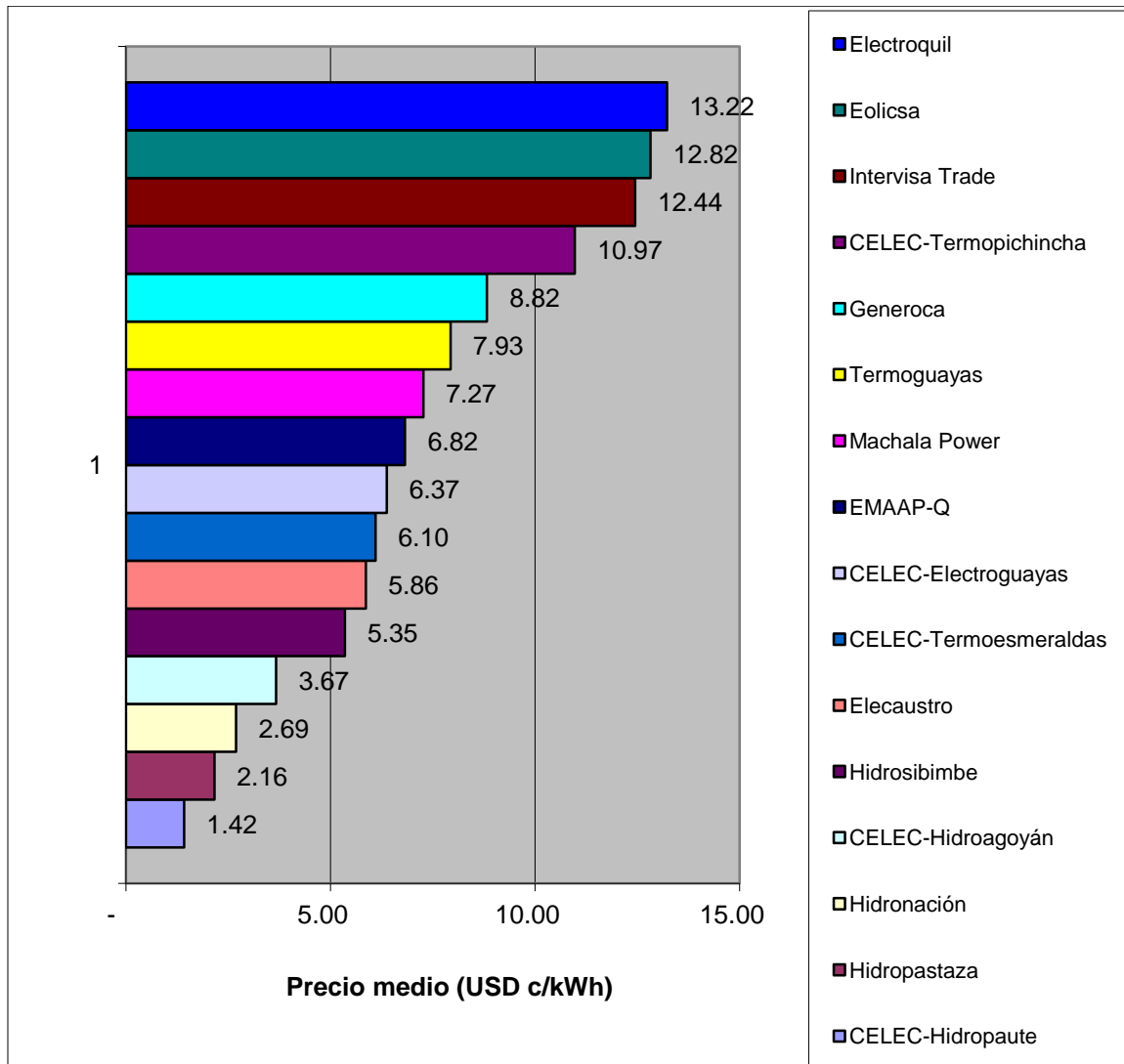
Tabla 4.2: Energía vendida y facturación por empresa:

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Total Facturado (Mil USD)	Valores recibidos (Mill USD)	% Recaudación
CELEC-Electroguayas	2,756.67	175.58	160.39	91.35%
CELEC-Hidroagoyán	1,055.19	38.67	20.40	52.75%
CELEC-Hidropaute	4,296.97	61.19	32.67	53.39%
CELEC-Termoesmeraldas	449.54	27.41	16.46	60.05%
CELEC-Termopichincha	360.95	39.61	28.79	72.68%
Elecaustro	228.65	13.39	8.98	67.06%
Electroquil	498.16	65.84	65.71	99.80%
EMAAP-Q	77.82	5.30	3.30	62.26%
Eolica	3.43	0.44	0.44	100.00%
Generoca	162.86	14.36	11.92	83.01%
Hidronación	762.86	20.53	9.90	48.22%
Hidropastaza	1,031.03	22.28	12.94	58.08%
Hidrosibimbe	86.68	4.64	4.39	94.61%
Intervisa Trade	327.94	40.80	42.11	103.21%
Machala Power	1,008.91	73.37	76.22	103.88%
Termoguayas	595.79	47.24	43.20	91.45%
Total General	13,703.45	650.65	537.82	82.66%

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Gráfico 4.6: Precios medios por generadora.



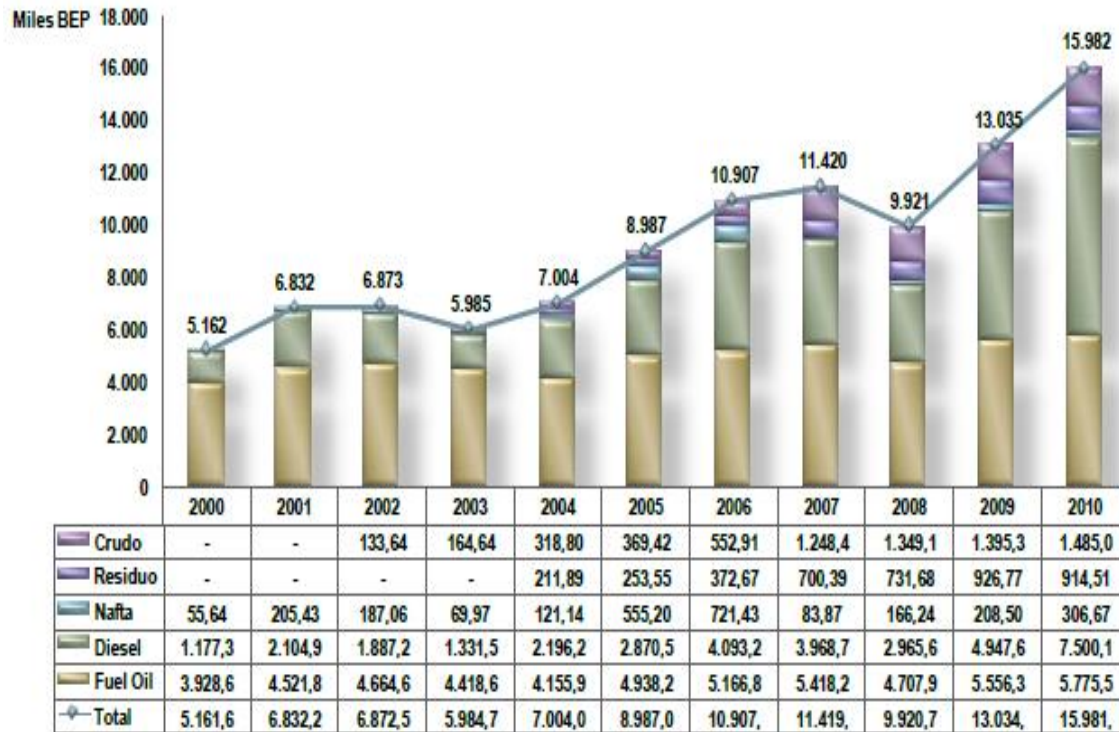
Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

c) Consumo de Combustible:

En el siguiente gráfico se presenta la evolución del consumo de combustibles que se ha experimentado durante período 2000-2010. Para relacionar con la cantidad de petróleo utilizado, se han convertido las unidades de los combustibles a Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP).

Gráfico 4.7: Consumo de combustible.



Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.

Durante el período 2000 – 2010 el consumo de combustibles para la generación eléctrica ha aumentado en un 209,61%.

Es importante mencionar que durante el gobierno del Rafael Correa (2007-2010) el consumo de combustibles aumento en una tasa del 39,95%, mientras que durante el período 2003-2006 años en los que ejercieron la presidencia Lucio Gutiérrez y Alfredo Palacio el consumo de combustibles se incrementaron en 82,24%, finalmente durante el gobierno de Gustavo Noboa el consumo de combustible aumento en una tasa del 33,15%.

4.1.4.- Sistema Nacional de Transmisión:

El Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.) está administrado por la empresa pública Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC E.P.), a través de su Unidad de Negocio, Transelectric (CELEC-Transelectric).

En la tabla 4.3 se presenta la energía recibida y entregada por el S.N.T., también se puede observar el porcentaje de pérdidas de energía que se generan en la fase de transmisión. Gracias a la tabla se puede ver que la energía recibida y entregada han experimentado un incremento promedio anual del 16.65% y 17.29%, respectivamente. En cuanto a las pérdidas, se puede evidenciar que están disminuyendo en un promedio del 3% anual.

Tabla 4.3: Energía recibida y entregada por el S.N.T (GWh).

Año	Energía Recibida (GWh) 2010	Energía Entregada (GWh) 2010	Pérdidas del S.N.T. (GWh)	Pérdidas del S.N.T. (%)
2007	13,498.62	12,966.25	532.36	3.94%
2008	14,290.43	13,669.03	621.40	4.35%
2009	16,418.36	15,803.38	610.10	3.72%
2010	15,745.87	15,208.38	512.88	3.26%

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Durante el período 2007 – 2010 los ingresos de la Transmisora se han reducido en un 48.87%, como se puede observar en la tabla 5.4.

Tabla 4.4: Ingresos Transmisores:

Año	Total de Ingresos Transmisora
2007	104,447.33
2008	75,060.81
2009	50,065.36
2010	53,400.76

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

4.1.5.- Distribución de Energía Eléctrica:

El servicio de distribución de energía eléctrica ha sido concesionado por el CONELEC a 11 empresas eléctricas. Estas empresas están obligadas a prestar estos servicios durante el plazo establecido en los contratos de concesión, cumpliendo con normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional. Las empresas de distribución de energía eléctrica son: la Unidad Eléctrica de Guayaquil, nueve Empresas Eléctricas y la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) que está conformada por diez Gerencias Regionales.

En las siguientes tablas (4.5 y 4.6), se presentan las áreas que se han concesionado a las diferentes empresas, el total de viviendas que se encuentran dentro de dichas áreas y el porcentaje de cobertura que se tiene. Se observa que la empresa con mayor porcentaje de cobertura es la E.E. Quito (99.14%), mientras que la empresa con menor porcentaje de cobertura es CNEL Sucumbíos con un 82.94% del área concesionada.

Tabla 4.5: Áreas de concesión para las Empresas Distribuidoras:

Empresa	Área de Concesión (Km2)
E.E. Ambato	40,805
CNEL-Sucumbíos	37,842
E.E. Centro Sur	28,962
E.E. Sur	22,721
CNEL-Manabí	16,865
CNEL-Esmeraldas	15,366
E.E. Quito	14,971
E.E. Norte	11,979
CNEL-Guayas Los Ríos	10,511
E.E. Galápagos	7,942
CNEL-Sta. Elena	6,774
CNEL-El Oro	6,745
CNEL-Sto. Domingo	6,574
CNEL-Milagro	6,175
E.E. Riobamba	5,940
E.E. Cotopaxi	5,556
CNEL-Los Ríos	4,059
CNEL-Bolívar	3,997
Eléctrica de Guayaquil	1,399
E.E. Azogues	1,187

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Tabla 4.6: Porcentaje de cobertura de las Empresas Distribuidoras.

Distribuidora	Cobertura (%)
CNEL-Bolívar	88.02%
CNEL-El Oro	96.73%
CNEL-Esmeraldas	86.23%
CNEL-Guayas Los Ríos	89.62%
CNEL-Los Ríos	88.03%
CNEL-Manabí	90.28%
CNEL-Milagro	92.56%
CNEL-Sta. Elena	87.68%
CNEL-Sto. Domingo	92.89%
CNEL-Sucumbíos	82.94%
E.E. Ambato	93.81%
E.E. Azogues	95.12%
E.E. Centro Sur	94.48%
E.E. Cotopaxi	91.06%
E.E. Galápagos	99.09%
E.E. Norte	96.95%
E.E. Quito	99.14%
E.E. Riobamba	92.03%
E.E. Sur	93.34%
Eléctrica de Guayaquil	93.25%
Promedio	92.16%

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

a) Clientes finales de las distribuidoras:

Los clientes finales de las distribuidoras de energía eléctrica se clasifican en dos grandes grupos:

- Clientes Regulados, que son aquellos cuya facturación de energía se rige por el pliego tarifario establecido por el CONELEC.
- Clientes No Regulados, constituidos por aquellos cuya facturación obedece a un contrato a término o de libre pactación.

En las siguientes tablas se puede observar la facturación de energía y el nivel de recaudación del período (2007 – 2010).

Tabla 4.7: Facturación por tipo de cliente:

Año	Tipo de cliente	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicios Eléctricos (Miles USD)	Total Facturación (Miles USD)	Precio Medio USD c/kWh
2007	Regulado	10,071.85	895,575.49	895,575.49	8.89
	No regulado	1,510.77	54,454.42	81,176.62	5.37
Total 2007		11,582.62	950,029.91	976,752.11	8.43
2008	Regulado	11,146.68	948,298.49	948,298.49	8.51
	No regulado	853.92	34,761.01	48,357.32	5.66
Total 2008		12,000.60	983,059.50	996,655.81	8.31
2009	Regulado	12,747.92	1,017,139.58	1,017,139.58	7.98
	No regulado	472.73	8,666.25	26,127.12	5.53
Total 2009		13,220.65	1,025,805.83	1,043,266.70	7.89
2010	Regulado	13,769.72	1,091,662.39	1,391,207.44	7.93
	No regulado	306.89	33.11	2,392.55	0.78
Total 2010		14,076.61	1,091,695.50	1,393,599.99	7.76

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Tabla 4.8: Recaudación.

Total nacional	2007	2008	2009	2010
Total Energía Facturada (GWh)	11,582.63	12,000.60	12,978.10	13,770.00
Total Precio Medio (USD c/kWh)	8.43	8.31	8.03	7.93
Total Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	976,752.11	996,656.00	1,041,755.00	1,091,662.00
Total Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	870,924.77	923,599.00	967,396.00	1,053,094.00
Total recaudación (%)	89.17%	92.67%	92.86%	96.47%

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

b) Balance de energía y pérdidas en sistemas de distribución:

El Balance de Energía en Sistemas de Distribución, estará referido a la energía que recibe el sistema de distribución de cada una de las distribuidoras y a la energía entregada a los usuarios finales; determinando las pérdidas en distribución como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los Clientes Finales.

En la tabla 4.7 se observa el balance de energía del período 2007 – 2010, se puede evidenciar que las pérdidas no técnicas dejaron de representar la causa con mayor porcentaje de las pérdidas totales de energía en el sistema de distribución, hasta llegar a estar a 1.49 puntos porcentuales menos que las pérdidas técnicas.

Tabla 4.9: Balance de Energía Eléctrica.

Año	Energía Disponible (GWh)	Pérdidas de Energía Eléctrica					
		Totales (GWh)	Técnicas (GWh)	No Técnicas (GWh)	Totales (%)	Técnicas (%)	No técnicas (%)
2007	14,377.61	3,031.72	1,363.52	1,668.20	21.09%	9.48%	11.60%
2008	15,260.25	2,993.74	1,421.21	1,572.53	19.62%	9.31%	10.30%
2009	15,954.38	2,733.36	1,394.06	1,339.29	17.13%	8.74%	8.39%
2010	16,824.05	2,747.42	1,499.71	1,247.71	16.33%	8.91%	7.42%

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

4.2.- Subsidios Energéticos:

Dentro del marco normativo del sector eléctrico existen varios aspectos que se manejan de manera especial, a continuación se presentan estas políticas según su tipo de financiamiento:

4.2.1.- Aspectos financiados por el Gobierno Nacional:

1. Tarifa de la dignidad:

El Gobierno del Presidente Rafael Correa dispuso al CONELEC en junio de 2007 que se otorgue un trato preferencial a los clientes residenciales que consumen hasta 110 KWh/mes en la Sierra y 130 KWh/mes

en la Costa; este trato preferente fue denominado “Tarifa de la Dignidad”. Se decidió cobrar a dichos clientes un precio de 4 centavos de dólar por KWh, más un cargo fijo de 70 centavos de dólar por concepto de comercialización.

A continuación se presenta la tabla 4.9 que permite evidenciar la evolución de la tarifa de la dignidad durante el período julio 2007 – 2011. Se observa que el número de beneficiados por esta tarifa aumenta en promedio en 3.43%, las tasas de crecimiento promedio del consumo subsidiado y del subsidio en millones de dólares son del: 33.07% y 22.16% respectivamente.

Tabla 4.10: Evolución de la Tarifa de la Dignidad.

Período	Miles de Abonados	Consumo GWh	Subsidio (millones USD)
Jul - Dic 2007	1,768	500.29	21.90
Ene-Dic 2008	1,904	1,087.63	41.70
Ene-Dic 2009	1,795	1,055.52	34.98
Ene-Dic 2010	1,896	1,142.04	37.29
Ene-Dic 2011	2,013	1,251.91	40.18

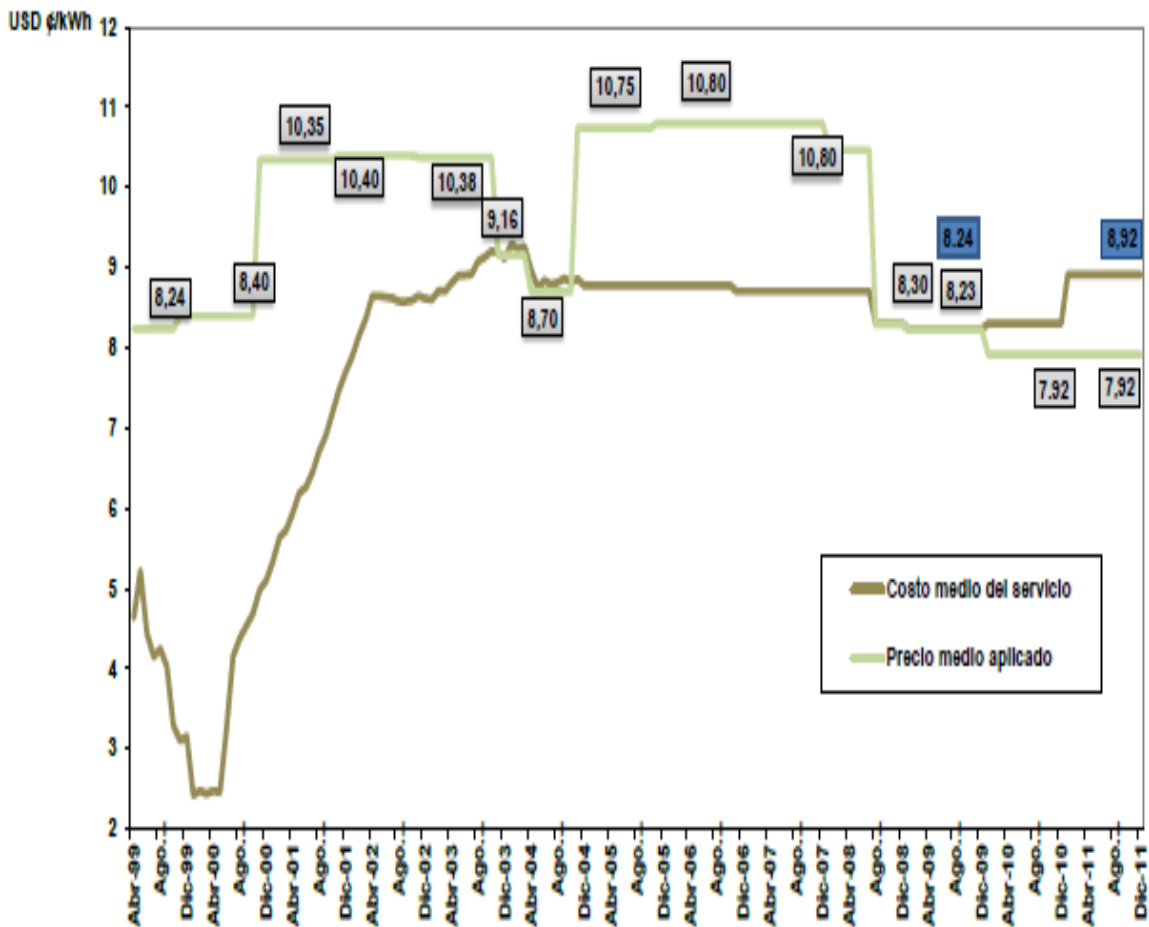
Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

2. Déficit tarifario:

A continuación se presenta un gráfico que permite evidenciar la relación que existe entre el costo medio del servicio eléctrico y el precio aplicado sobre el servicio.

Gráfico 4.8: Evolución de la tarifa eléctrica:



Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.

Se observa que el precio medio aplicado por kwh no logra cubrir los costos en los que se incurre para producir la energía comercializada.

El déficit tarifario se constituye por la diferencia entre los costos de generación, transmisión y distribución reales, y aquellos que son reconocidos en la tarifa única a nivel nacional. Como se estableció en el Capítulo 2 en el Mandato No. 15 de la Asamblea Nacional Constituyente, se estableció que el Estado se hará cargo de financiar estos déficits, para lo cual el CONELEC emitió regulaciones que permitan establecer los mecanismos adecuados para llevar a cabo esta normativa.

Tabla 4.11: Déficit Tarifario Sector eléctrico 2002 – 2012 (USD).

Año	Déficit Tarifario Total (USD)
2002	134,242,348.73
2003	152,540,068.62
2004	184,389,645.39
2005	299,897,723.05
2006	269,310,229.80
2007	243,611,445.89
2008	99,850,018.09
2009	152,129,307.51
2010	141,208,435.54
2011*	161,447,340.12
2012**	123,384,831.30

* Al momento la Dirección de Tarifas del CONELEC, se encuentra en proceso de conciliación y cierre de los valores del Déficit Tarifario 2011. ** Tienen como fuente, la Proyección realizada en el Análisis de Costos 2012 y del Plan Maestro de Electrificación.

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

La tabla 4.10 muestra que durante el período 2002 – 2006 el déficit tarifario en promedio llegaba a los 208.08 millones de dólares, mientras que en el período 2007 – 2012 este valor disminuye a 159.65 millones de dólares.

Es importante mencionar que a partir de agosto del 2008 los subsidios dispuestos por ley se incluyeron en el déficit tarifario (Tarifa especial para el anciano, exoneración a escenarios deportivos, y Afectados por Volcán Tungurahua). Otro valor que se incluyó en el reporte de Déficit Tarifario fueron los costos operativos de los sistemas de generación aislada, existen cuatro sistemas aislado que operan independientemente del Sistema Nacional Interconectado con grupos de generación termoeléctrica: CNEL Sucumbíos, CNEL El Oro, EEQ (Oyacahi) y Galápagos. Los costos de operación hasta antes de la emisión del mandato 15 se financiaban con parte de los fondos generados a través del aporte de los usuarios comerciales e industriales al Fondo de Electrificación Urbano Marginal (FERUM). A partir del Mandato 15, se decide cubrir la diferencia entre el costo real de generación de dichas centrales y el costo medio de

generación (CMG) calculado en el estudio de costos del CONELEC. En la siguiente tabla se muestran los diferentes componentes que conforman el déficit tarifario total:

Tabla 4.12: Componentes déficit tarifario (USD).

Año	LEY ANCIANO	LEY DEPORTE	VOLCÁN TUNGURAHUA	OP. EN GEN. DE SIST. AISLADOS	TARIFARIO
2008	2,481,359.34	475,778.92	33,464.01	n/d	96,859,415.82
2009	4,974,454.79	585,791.42	51,058.01	11,240,418.37	135,277,584.93
2010	7,671,119.82	762,039.75	98,627.33	8,194,617.10	124,482,031.54
2011	7,831,078.73	n/d	110,777.56	9,494,405.71	144,011,078.13
2012	8,334,633.03	n/d	116,316.44	10,024,162.57	104,909,719.27

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Se evidencia que existió un aumento en el subsidio para los ancianos, los afectados por el volcán Tungurahua del 235.89% y 247.59% respectivamente. Los valores destinados para cubrir la operación en generación de los sistemas aislados ha disminuido en 10.82%, mientras que el déficit tarifario se incrementó en un 8.31%.

En cuanto a la Ley del Deporte, es necesario establecer que en el año 2010 se publicó la Ley de Cultura Física, Deportes y Recreación que establece que: El Ministerio Sectorial será el ente encargado de realizar las transferencias a las organizaciones deportivas de forma mensual y de conformidad a la planificación anual previamente aprobada por el mismo, la política sectorial y el Plan Nacional de Desarrollo. Las transferencias para las organizaciones deportivas deberán considerar el gasto corriente y los fondos destinados a proyectos de inversión de forma independiente, así como los gastos de servicios básicos de acuerdo a la naturaleza de cada organización. Los clubes que requieran acceder a la planificación del pago de servicios básicos para sus escenarios deportivos deberán coordinar dicha planificación a través de su respectiva Federación.

3. Déficit de Gestión:

En el año 2009 el CONELEC junto al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable elaboraron el Plan Integral de Estabilización y Mejoramiento del Sector Eléctrico (PIEMSE), este plan tiene como objetivo en el corto plazo, permitir la estabilización financiera del sector eléctrico a través de la consecución de recursos económicos que permitan garantizar el abastecimiento y continuidad del servicio eléctrico,

aunque esto signifique el reconocimiento, a través del déficit de gestión u operación en distribución, de los costos totales, las pérdidas totales y niveles de recaudación reales. En el informe de los Subsidios Energéticos desarrollado por el Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad establece que para cubrir este déficit se requieren aproximadamente USD 14 millones mensuales.

4. Financiamiento de la expansión:

En el año 2008 se aprobó la nueva Constitución de la República del Ecuador, que establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar, y gestionar los sectores estratégicos. Además se señala que la energía en todas sus formas y la provisión del servicio de energía eléctrica es uno de dichos sectores estratégicos.

Es por esta razón que el Estado tomó la responsabilidad de manejar las diferentes etapas que constituyen al sector eléctrico ecuatoriano, para lo cual se crearon empresas públicas que se encarguen de estas actividades.

El Estado también tiene la responsabilidad de planificar e invertir en el desarrollo del sector eléctrico, para poder cumplir con este deber se ha elaborado un Plan Maestro de Electrificación (PME); el cual establece los lineamientos que se deberán seguir para la expansión de la generación, transmisión y distribución en el país.

• Plan de Expansión de Generación (PEG):

Tras un análisis de situación actual del SIN en el PME se plantea que las principales causas que hacen vulnerable a la etapa de generación:

1. La falta de inversión en capacidad de generación, debido a que no se cuenta con un marco regulatorio estable que incentive la inversión. Por ejemplo en el período 2000 y 2010, la demanda de energía creció a un ritmo promedio del 5.5% anual y fue abastecida mediante una expansión limitada de la generación, episodios hidrológicos superiores al promedio, y las importaciones de energía. Esto generó un desbalance entre la oferta local de generación y la demanda, que no permitió mantener los niveles mínimos de reserva que garanticen su abastecimiento.
2. Las pocas posibilidades de que el Estado pueda dar los lineamientos de planificación del sector eléctrico con carácter de obligatoria, ya que la LRSE tenía como objetivo principal permitir la iniciativa privada en el sector eléctrico, mediante una planificación indicativa en la cual el rol del Estado era el de crear los incentivos y las condiciones necesarias para la inversión, bajo este esquema los inversionistas privados únicamente incursionaron en proyectos que les permitirían

recuperar su inversión en períodos cortos. Es importante mencionar que en la actualidad el PME es de cumplimiento obligatorio.

3. La ausencia de adaptación del sistema para enfrentar condiciones extremas de falta de lluvias. Las dos vertientes que están presentes en el Ecuador son la del Pacífico y la del río Amazonas que desemboca en el Océano Atlántico.

Las principales centrales hidroeléctricas más grandes del SIN se encuentran en la vertiente amazónica, la época lluviosa en esta vertiente ocurre entre los meses de abril y septiembre, mientras que la época de sequía se extiende desde el mes de octubre a marzo. Las siguientes centrales representan el 83% de la capacidad existente en generación hidráulica: Paute Molino (1.100 MW), Mazar (160 MW), San Francisco (230 MW), Marcel Laniado de Wind (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (73 MW). De este grupo de centrales únicamente una pertenece a la vertiente del Pacífico; Marcel Laniado de Wind.

Para la elaboración del PME se llevaron a cabo estudios del comportamiento hidrológico, y de los caudales medios y se concluye que existe una cuasi complementariedad entre las vertientes del Pacífico y del Amazonas, ya que si bien ambas coinciden en el período de bajos caudales entre los meses de octubre y diciembre. Para los meses de enero a marzo la vertiente del Pacífico presenta caudales altos, que podrían complementar a los caudales bajos de la vertiente del Amazonas, mientras que ésta complementaría los caudales bajos que experimenta la vertiente del Pacífico entre abril – septiembre.

4. Otro aspecto que debilita al SIN, son los niveles de reserva y disponibilidad de las centrales termoeléctricas; al inicio del año 2012 las unidades de generación presentaban niveles inferiores al 80%, mientras que un porcentaje alto de las empresas Distribuidoras que cuentan con centrales de generación térmica presentan una disponibilidad nula o casi nula, principalmente por la obsolescencia de su equipamiento y falta de mantenimientos.

En cuanto a la reserva energética es importante establecer que para garantizar el suministro de energía en condiciones confiables, técnicamente se considera adecuado contar con una reserva superior al 10%, aseguraría el suministro de energía demandada incluso ante la presencia de una contingencia. Durante la última década las reservas de energía han logrado estar por encima del 10%, únicamente gracias a la importación. Durante los últimos meses del año 2009 y enero del 2010 las reservas sin interconexiones llegaron a niveles de -8%, y tomando en cuenta las interconexiones llegó al -5%.

Para solventar estas debilidades, se ha establecido una estrategia de expansión que para la generación que se divide en dos fases: La primera que se denomina Estrategia de abastecimiento de mediano plazo; la cual se desarrollará hasta el mes de Diciembre del 2015, y la segunda fase se denomina Estrategia de

abastecimiento para el largo plazo; la cual se desarrollará desde enero del 2016 hasta diciembre del año 2021.

Mediante la implementación de estas estrategias se pretende generar en promedio 17.006,04 GWh, a un coste de 6.167.14 millones de dólares, se instarán 17 proyectos hidroeléctricos, 7 proyectos termoeléctricos, 3 eólicos y 1 geotérmico. Estas cifras se presentan en las tablas: 20 y 21.

Dichos datos permiten calcular el precio medio por tipo de central, al comparar los precios medios con los cuales está trabajando el Plan Maestro de Expansión con los valores calculados en un estudio desarrollado por estudiantes de Universidad Católica de Chile en el que calculan un precio medio aproximado para los diferentes tipos de proyectos (tablas 4.12, 4.13 y 4.14), se evidencia que para todos los tipos de proyectos el precio medio del PME es mayor; es importante mencionar que no se ha tomado en cuenta el costo de capital ni rentabilidad para obtener los precios medios para los proyectos ecuatorianos.

Tabla 4.13: Descripción Costo del Plan de Expansión de Generación (USD).

PROYECTOS	No. PROYECTOS	MONTOS	% PARTICIPACIÓN
HIDROELÉCTRICOS	17	5.221.574.569,09	84,67%
TERMICOS - M.C.I.	6	502.963.464,33	8,16%
TERMICOS - GAS	1	211.200.000,00	3,42%
EÓLICOS	3	116.800.000,00	1,89%
GEOTÉRMICOS	1	114.600.000,00	1,86%
TOTAL	28	6.167.138.033,42	100,00%

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Tabla 4.14: Descripción del Plan de Expansión de Generación.

PROYECTOS	POTENCIA	ENERGÍA GENERADA PROMEDIO	% PARTICIPACIÓN
HIDROELÉCTRICOS	2.887,41	14.679,02	86,32%
TERMICOS - M.C.I.	442,00	898,15	5,28%
TERMICOS - GAS	165,00	1.010,06	5,94%
EÓLICOS	46,50	182,29	1,07%
GEOTÉRMICOS	30,00	236,52	1,39%
TOTAL	3.570,91	17.006,04	100,00%

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Tabla 4.15: Comparación Costo Medio PME vs. Costo Medio Sector Privado.

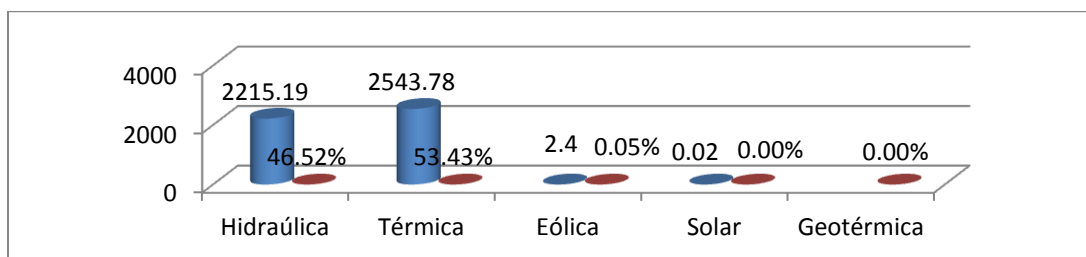
Proyectos	USD/MWh	USD/MWH (estudio)
Hidroeléctricos	355.72	310.40
Eólicos	640.74	75.30
Geotérmicos	484.53	79.90

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

La aplicación del PEG tiene como principal objetivo modificar la matriz energética como se puede observar en los siguientes gráficos:

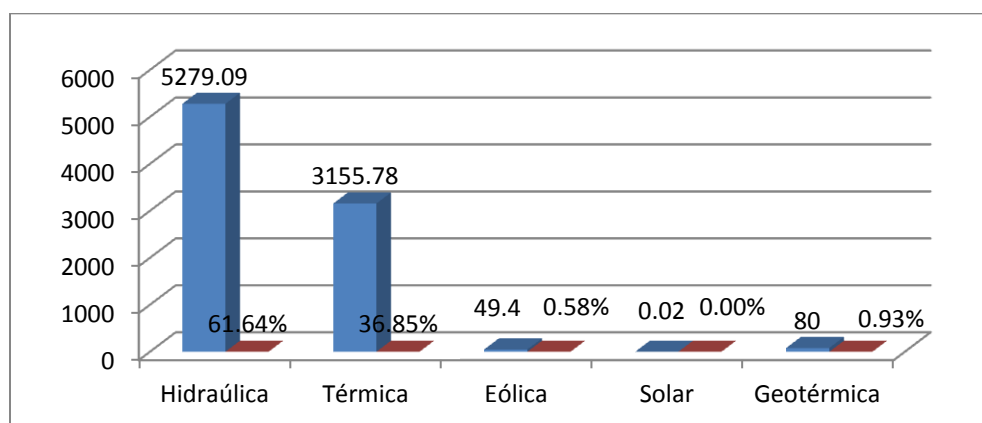
Gráfico 4.9: Matriz energética en el año 2010 (MW - %).



Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Gráfico 4.10: Matriz energética aplicando PEG (MW - %).

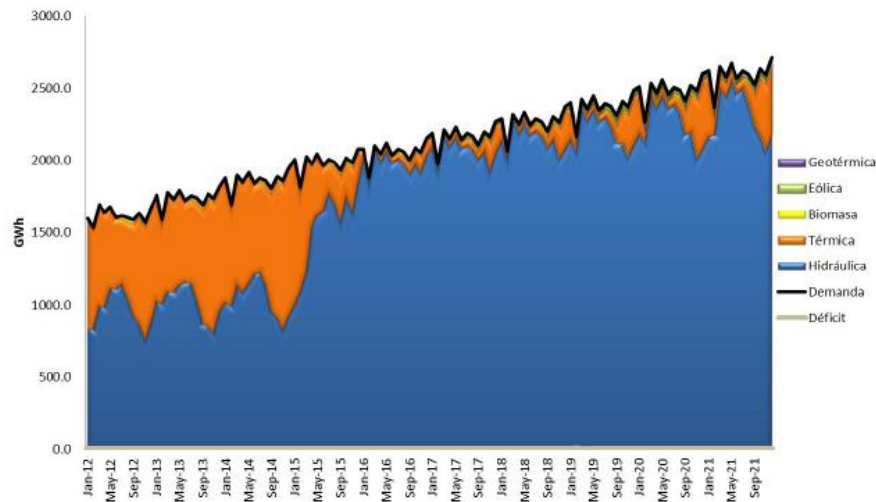


Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

De tal manera que ante un escenario de hidrología media la demanda de energía proyectada pueda abastecida como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 4.11: Balance de Energía en Hidrología media.

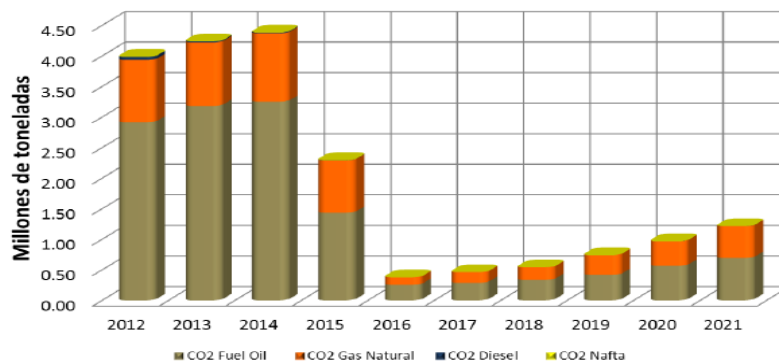


Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.

Es importante mencionar que la aplicación del Plan de Expansión para la Generación provocará externalidades negativas con respecto al medio ambiente. La principal externalidad que se prevé es el aumento de las emisiones de CO₂ debido a la implementación de centrales termoeléctricas durante los primeros años del plan:

Gráfico 4.12: Emisiones de CO₂ por tipo de combustible.



Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.

Como se puede evidenciar en la siguiente tabla la estructura de la generación eléctrica de los países latinoamericanos está constituida principalmente por Centrales Hidroeléctricas y centrales Termoeléctricas que representan en promedio el 61.09% y el 35.96% respectivamente.

Tabla 4.16: Estructura de la generación eléctrica (año base 2007).

Tipo Central	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	Costa Rica	México
Platas Hidroeléctricas	26.96%	40.49%	83.65%	38.96%	78.86%	52.13%	100.00%	66.90%	85.58%	73.40%	74.48%	11.63%
Plantas Térmicas	66.72%	59.51%	13.14%	61.02%	21.05%	47.86%	0.00%	33.10%	14.42%	26.60%	8.14%	79.90%
Alternativos	0.05%	0.00%	0.46%	0.02%	0.09%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	17.38%	3.99%
Centrales Nucleares	6.27%	0.00%	2.75%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	4.48%
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Fuente: Estudio mapeode energía y clima en América Latina.

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Esta estructura contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero que en el caso del Ecuador llega a representar un 65% de nuestras emisiones.

Tabla 4.17: Estructura de emisiones de gases de efecto invernadero por sectores.

	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela (**)	Costa Rica	México
Año base	1994	1994	1994	1994	1994	1990	1994	1994	1994	1994	1996	1990
Total sin CUTS*	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	100%	100%
Energía	48%	47%	38%	68%	45%	65%	2%	39%	13%		40%	84%
Procesos industriales	3%	2%	3%	4%	4%	4%	1%	17%	1%		5%	3%
Agricultura	44%	48%	56%	24%	45%	27%	97%	40%	81%		47%	10%
Desechos	6%	3%	3%	4%	6%	4%	0%	5%	4%		8%	3%
Porcentaje del CUTS en el total de GEI	-13%	130%	124%	-50%	11%	47%	14%	72%	-3%		-7%	37%

Fuente: Estudio mapeode energía y clima en América Latina.

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Coello y Morales (2010: 78) presentan los impactos principales identificados respecto a los ecosistemas naturales en América Latina que se pueden generar al presentarse un cambio climático en Ecuador 7 de las 11 principales cuencas se verían afectadas por una disminución de la esorrentía anual con variaciones mensuales de hasta 421% de demanda insatisfecha en el año 2010.

- **Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión:**

En el Ecuador la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, a través de la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, se encarga de prestar el servicio de transporte de energía eléctrica desde los centros de generación hacia los centros de distribución, todo ello mediante la operación, mantenimientos y expansión del Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

Los análisis eléctricos de estado estacionario de los registros post-operativos realizados identificaron restricciones operativas en las instalaciones del SNT asociadas especialmente con la operación del sistema en demanda máxima. Esta situación hace que el sistema se encuentre operando al límite de los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad en determinadas zonas.

El incremento constante de la demanda de potencia no sólo hace que se necesite invertir en proyectos de generación, sino que también implica que se deba reforzar el equipamiento de transmisión, con el objetivo de mejorar las condiciones de suministro de energía a los centros de distribución.

El SNT a diciembre 2011 está conformado por los siguientes componentes: líneas de transmisión, subestaciones de transformación y el equipamiento utilizado para mantener los perfiles de voltaje en barras del sistema (compensación capacitiva e inductiva).

El objetivo del Plan de Expansión del SNT es implementar una red de transmisión que permita atender los requerimientos del crecimiento de la demanda y permitir la incorporación de los proyectos de generación al SNI. Para lograr esto se ha planteado la construcción de 2.065 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, la instalación de 7.645 MVA de transmisión y, la incorporación de 390 MVAR de compensación capacitiva, para lo cual se estima que se requiere un presupuesto de 839.5 millones de dólares.

- **Plan de Expansión de Distribución:**

En el PME establece que un sistema de distribución rezagado y débil en uno o varios de sus procesos, lo que genera una afectación directa sobre la sociedad, ya que, grandes cantidades de recursos se pierden ante una interrupción en el suministro o ante una baja calidad del producto entregado.

En el Ecuador existen empresas que se han caracterizado por mantener índices de gestión aceptables, también existen empresas que requieren de mejoras sustentables en sus procesos y sistemas de gestión.

El Plan Maestro de Distribución plantea que es preocupante la existencia de balanzas económicas que muestran saldos negativos, la calidad del servicio deficiente, pérdidas comerciales elevadas, limitada capacidad técnica para elaborar planes estratégicos y trabajar por procesos, así como estructuras organizacionales débiles. A esto se suma, la falencia en la gestión administrativa, desmotivación del personal que labora en las distribuidoras y la falta de capacitación continua, las acciones ilegales de usuarios, entre otros, particularidades que han llevado a varias empresas distribuidoras a un estado de recesión, de postración financiera y técnica, en las que se deben implementar cambios trascendentales. En efecto, esta etapa imprescindible de la cadena de suministro de energía eléctrica requiere de una reingeniería para superar las deficiencias en todos sus procesos, en el área comercial y técnica en lo referente al control de las pérdidas de energía y mejora de calidad del servicio eléctrico.

Según las estadísticas del CONELEC, en el año 2010 el valor de pérdidas de distribución, a nivel nacional, alcanzó los 2.744 GWh equivalentes al 16.32% de la energía total disponible en las subestaciones de recepción. Las pérdidas técnicas se estiman en 1.499 GWh, y las pérdidas no técnicas en 1.245 GWh.

Para solventar esta situación se definió un conjunto de acciones para mejorar la distribución, planteando programas de gestión, expansión, mejora y reducción de pérdidas a corto, mediano y largo plazo. A continuación se presentan los estos planes:

- **SIGDE:** El Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica, se centra en la mejora sistemática de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas de distribución.
- **PMD:** El Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, se centra en ampliar las redes de distribución, mejorando los índices de calidad, cobertura y reducción de pérdidas.

- **PLANREP:** El Plan de Reducción de Pérdidas, tiene por objetivo mejorar la eficiencia energética del país, contribuyendo a las metas propuestas en el PNBV.
- **FERUM:** El Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal, tiene como finalidad, el desarrollo humano y social, crecimiento económico de las áreas beneficiadas, y mejorar la calidad de vida de la población.

Para lograr cumplir con los objetivos de los diferentes planes presentados anteriormente, se ha planteado una inversión de USD 2.847.274.209,78, en la siguiente tabla se puede observar cómo se distribuyen los recursos.

Tabla 4.18: Presupuesto Plan de expansión de Distribución (USD).

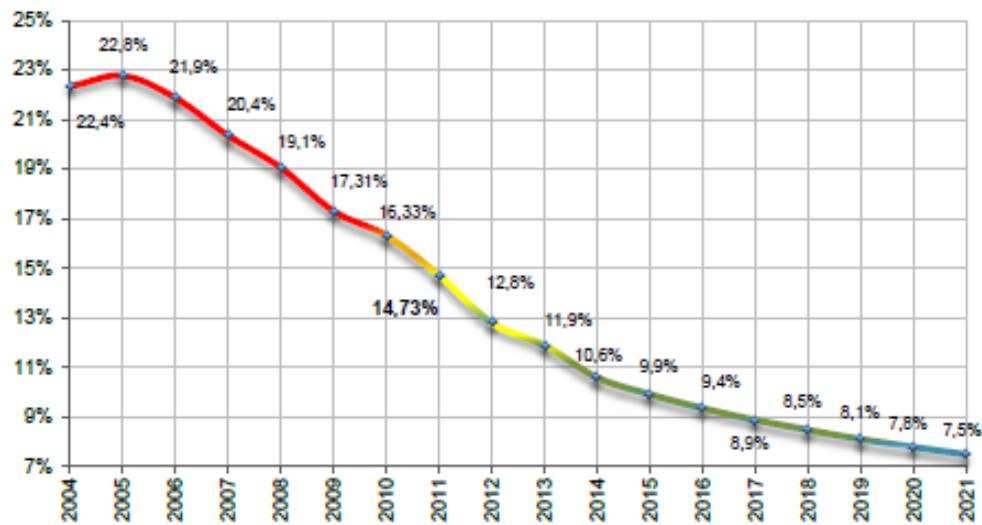
PLAN	Valores hasta el año 2021
PMD	1,784,394,534.78
PLANREP	573,592,320.00
FERUM	431,111,773.00
SIGDE	58,175,482.00
Total	2,847,274,109.78

Fuente: CONELEC

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Con la implementación de estos programas se busca aumentar la eficiencia del Sector Eléctrico mediante la reducción de las pérdidas de energía. A continuación se presentan los porcentajes de pérdidas que se proyectaron en el PME:

Gráfico 4.13: Variación del porcentaje Anual de Pérdidas de Energía en Distribución.



Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.

5. Combustible para la generación eléctrica:

El Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad desarrolló un informe sobre los Subsidios Energéticos en cuanto a los subsidios a los hidrocarburos se establece que tienen un vínculo con los subsidios eléctricos. Esto se debe a que en la actualidad el país requiere de centrales termoeléctricas para satisfacer la demanda de energía. Dichas centrales deben utilizar derivados de petróleo importados que se encuentran subsidiados por el Estado, ya que la producción del país no satisface la demanda interna; especialmente del diesel. Por lo tanto, cuando se experimenta un incremento en la demanda para la generación de plantas que operan con diesel, se incrementa el subsidio a este hidrocarburo.

Es importante señalar que la implementación de las centrales termoeléctricas es relativamente más fácil debido a los costos de inversión y al tiempo de ejecución necesarios para llevar a cabo este tipo de proyectos. Como se puede evidenciar en el Plan Maestro de Electrificación, se ha planteado una política en la que existe un primer período en el que se invertirá una gran cantidad de recursos para la implementación de centrales termoeléctricas, para cubrir con la demanda energética mientras se espera que las grandes centrales hidroeléctricas entren en operación.

Los precios de los combustibles utilizados para la generación de electricidad han sido sujeto de múltiples variaciones desde el inicio del Mercado Eléctrico Mayorista en abril de 1999, pasando desde una valoración con precios internacionales hasta la adopción de una política de subsidios aplicada dentro de un esquema de precios preferentes de derivados de hidrocarburos para el sector eléctrico. Hasta el 25 de julio de 2005, el sector eléctrico pagaba precios internacionales por los combustibles que utilizaba. A partir de esa fecha y con base en el Decreto Ejecutivo No. 338, publicado en el Registro Oficial No. 73 del 02 de agosto de 2005, el sector eléctrico paga precios especiales para los combustibles que utiliza. (Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad, 2010)

A continuación se presenta una reseña de los decretos emitidos por el Ejecutivo que se crearon para normar los precios de combustible y su incidencia en el sector eléctrico; esta reseña fue elaborada en el estudio de subsidios energéticos por el Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad:

- **Decreto Ejecutivo 17 (04/02/2003):** Establece semanalmente los precios de venta para los derivados de hidrocarburos requeridos por el sector eléctrico, con base a los precios internacionales publicados por el Platt's Oil Gram Marketscand de la Costa del Golfo.
- **Decreto Ejecutivo 575 (22/07/2003):** Modifica los precios de las gasolinas y diesel y establece valores fijos para el margen de comercialización. No afecta el tratamiento de los combustibles para el sector eléctrico.
- **Decreto Ejecutivo 866 (30/09/2003):** Establece que PETROECUADOR determinará los precios de los combustibles para el sector eléctrico con base a los precios FOB de exportación (fuel oil y nafta) y CIF de importación (diesel), dando la potestad a los generadores térmicos de importar directamente el combustible requerido.
- **Decreto Ejecutivo 1077 (28/11/2003):** Especifica la forma de calcular los precios FOB y CIF mencionados en el Decreto 866.
- **Decreto Ejecutivo 1250 (/01/2004):** Deroga el Decreto Ejecutivo No 1077.

- **Decreto Ejecutivo 1539 (05/04/2004):** Dispone que PETROECUADOR provea de fuel oil y crudo reducido al sector eléctrico, exclusivamente para la generación de energía eléctrica, fijando el precio del residuo de 100 000 SRW1 (Segundos Redwood) en la Refinería Esmeraldas y dispone que PETROINDUSTRIAL elabore una tabla de viscosidades para la determinación de los porcentajes de diesel 2 y residuo que intervienen en la elaboración del fuel oil. El precio del diesel que se utilice para la mezcla se determinará en función de lo publicado en los PLATT'S OIL GRAM U.S. MARKETSCAN de la Costa del Golfo.
- **Decreto Ejecutivo 338 (02/08/2005):** Establece los precios de venta de los derivados de los hidrocarburos en los terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL, haciéndole beneficiario de esos precios al sector eléctrico, es decir, que pueda adquirir el combustible a los precios existentes dentro del país.

Los precios fijados, que no incluyen IVA ni margen de comercialización, fueron los siguientes:

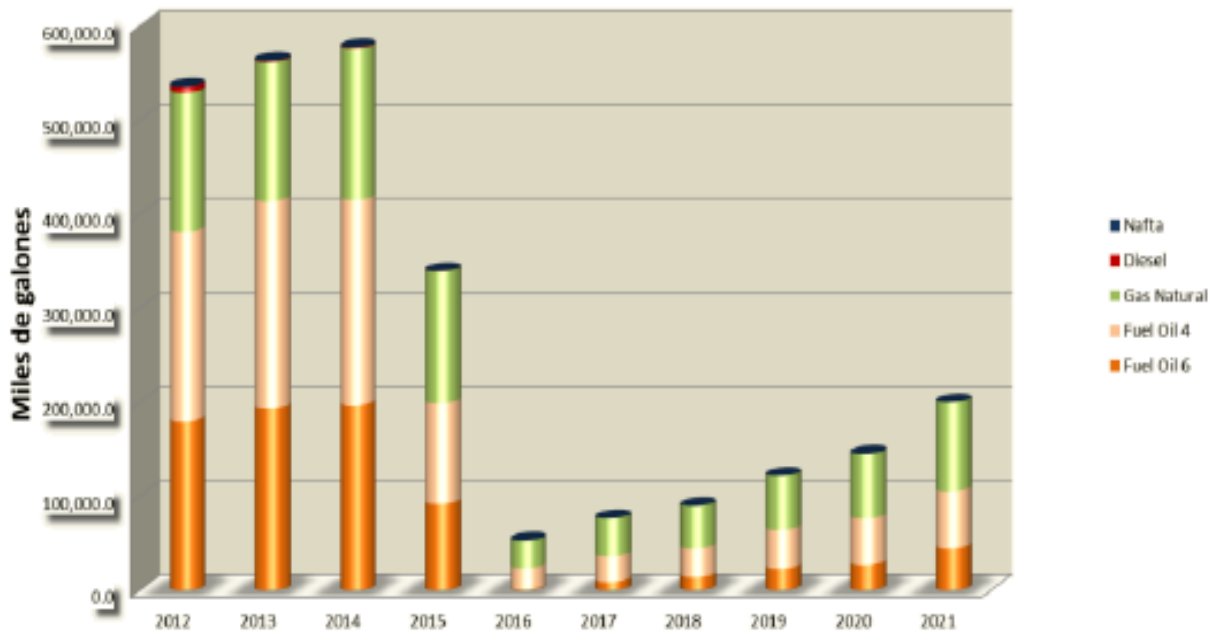
- **Decreto Ejecutivo 862 (10/01/2008):** Modifica el precio de la nafta de 0.6547 US\$/galón a 0.8042 US\$/galón. Este nuevo precio de la nafta hizo que la central Victoria II de propiedad de INTERVISATRADE, único generador que opera con este combustible, se torne menos competitiva que las unidades de gas que operan con diesel (subsidiado), dado su menor rendimiento.
- **Decreto Ejecutivo 1131 (11/06/2008):** Modifica el precio del Fuel Oil 4 para las centrales termoeléctricas que tienen participación estatal mayoritaria, estableciendo un valor de 0.4800 USD/galón.
- **Decreto Ejecutivo 1136 (13/06/2008):** Restituye el precio de la nafta previo al decreto 862.

El estudio establece que en promedio el Estado debe destinar aproximadamente USD 341 millones para cubrir el consumo de los generadores eléctricos.

A continuación se presenta el gráfico de la proyección de consumo de combustible presentada en el Plan Maestro de electrificación, se puede observar que hasta el año 2014 el consumo de combustible llegará aproximadamente a los 600 millones de galones. A partir del año 2015 se evidencia que el consumo de

combustibles se reduciría a 300 millones de galones y finalmente desde el año 2016 hasta el 2021 el consumo de combustibles no superaría los 200 millones de galones.

Gráfico 4.14: Consumo de combustible período 2012 - 2021.



Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.

4.2.2.- Aspectos financiados de manera cruzada por ciertos clientes del sector eléctrico:

6. Subsidios cruzados entre clientes residenciales:

La LRSE establece que los clientes residenciales de bajos recursos deben recibir un trato preferencial. Para dar cumplimiento a este principio se determinó que los clientes residenciales que consuman hasta el valor mensual promedio existente en cada localización del país servida por una empresa eléctrica serían tratados preferencialmente.

Para cubrir el subsidio se determinó que se cargaría a la factura sin recargos un valor mensual equivalente al 10% para los clientes residenciales de consumos superiores. Con excepción de los clientes de la

empresa de Guayaquil a quienes se les recargará un 5%, ya que con este valor se pueden cubrir los requerimientos.

7. Tarifa especial para varios clientes (Juntas de Agua Campesinas, Cultos religiosos, Entidades de Asistencia Social y Beneficio Público):

Desde el año 2008 las Juntas de Agua potable se ven beneficiadas ya que se les aplica un cargo tarifario de 4 centavos por KWh y un cargo fijo de 70 centavos por concepto de comercialización; es decir, es un tratamiento equivalente a los clientes beneficiados con la Tarifa de la Dignidad. Para el resto de entidades, se les ha beneficiado con cargos tarifarios más bajos que aquellos establecidos para servicios equivalentes. Los valores que se les rebaja a estos clientes son cubiertos incrementando los cargos de los restantes consumidores, lo cual ya está incluido en los diseños tarifarios realizados.

En la actualidad las políticas que se están aplicando en el Ecuador tienen como objetivos principales modificar la matriz energética y hacer que el sector eléctrico sea más eficiente. Para alcanzar dichas metas se ha implementado un modelo en el que el Estado ha asumido la responsabilidad de: manejar la cadena de suministro eléctrico de forma directa, asumir los déficits tarifarios que se producen por la aplicación de la tarifa única, hacerse cargo de diferentes tipos de subsidios energéticos y financiar con recursos del presupuesto general del estado la expansión del sector eléctrico y el FERUM. Lo que representa un costo promedio de aproximadamente 1.700 millones de dólares.

A continuación se hará un análisis de la sostenibilidad financiera del sector eléctrico utilizando los flujos netos de caja que se han desarrollado para la elaboración del Plan Maestro de Electrificación.

4.3.- Sostenibilidad financiera de la Política Energética:

En el capítulo 2 se establece que un proceso o política se considera sostenible cuando tiene la capacidad de mantenerse por sí mismo; es decir, en el caso de política energética se debe tender a un modelo en el que el sector eléctrico sea autosuficiente. Además, para cumplir con los diferentes objetivos planteados se vuelve indispensable cumplir con el PME, y que no existan retrasos en la implementación de los diferentes proyectos que se plantean, de lo contrario no es posible alcanzar las diferentes metas planteadas y seguirá existiendo un déficit tarifario. A continuación se presentan los flujos estimados de los proyectos de generación que serán desarrollados por el Estado:

Tabla 4.19: Tabla de Flujos Financieros PEG (USD).

Año	Capital	Ingresos	Costo Total	Flujo Neto
2011	1,498,112,966.00			- 1,498,112,966.00
2012	1,747,404,535.00	102,991,138.00	102,991,138.00	- 1,747,404,535.00
2013	1,339,453,494.00	186,405,618.00	186,405,618.00	- 1,339,453,494.00
2014	983,980,063.00	256,089,565.00	256,089,565.00	- 983,980,063.00
2015	45,118,189.00	371,626,839.00	371,626,839.00	- 45,118,189.00
2016	40,574,787.00	374,624,358.00	374,624,358.00	- 40,574,787.00
2017	44,880,000.00	394,206,445.00	394,206,445.00	- 44,880,000.00
2018	28,650,000.00	410,587,636.00	410,587,636.00	- 28,650,000.00
2019	38,964,000.00	437,840,847.00	437,840,847.00	- 38,964,000.00
2020		459,402,196.00	459,402,196.00	-
2021		483,441,786.00	483,441,786.00	-

Fuente: CONELEC.**Elaborado:** Francisco Dulce Chávez.

En la tabla 4.16 se observa que en la planificación que se ha realizado para la expansión de la generación, no se tomará en cuenta dentro del costo los montos de capital ni los intereses de capital que permiten desarrollar los diferentes proyectos. Fruto de esta situación, existe un Flujo neto negativo para todos los años.

En la siguiente tabla se presentan los flujos estimados del Plan de Expansión de Transmisión, en los que se evidencia que para cumplir con los principios establecidos en el Mandato 15 se plantea que no existirá rentabilidad. Y además, no se espera recuperar lo invertido para la expansión.

Tabla 4.20: Tabla de Flujos Financieros PET (USD).

Año	Capital	Ingresos	Costo Total	Flujo Neto
2011	139576216			-139576216
2012	110334006	7995723	7995723	-110334006
2013	154137100	6320562	6320562	-154137100
2014	291790706	15579653	15579653	-291790706
2015	187390748	32768668	32768668	-187390748
2016	36271677	43807616	43807616	-36271677
2017	30289799	45944334	45944334	-30289799
2018	29318265	47728667	47728667	-29318265
2019		49455768	49455768	0
2020		49455768	49455768	0
2021		49455768	49455768	0

Fuente: CONELEC.**Elaborado:** Francisco Dulce Chávez.**Tabla 4.21: Tabla de Flujos Financieros PED (USD).**

Año	Capital	Ingresos	Costo Total	Flujo Neto
2011	324977550			-324977550
2012	564754669	55246184	55246184	-564754669
2013	391508778	96008294	96008294	-391508778
2014	292105664	168772848	168772848	-292105664
2015	249589323	220327161	220327161	-249589323
2016	231319183	264377680	264377680	-231319183
2017	223412040	305203665	305203665	-223412040
2018	222500546	344634103	344634103	-222500546
2019	226218059	383903669	383903669	-226218059
2020	219924918	423829347	423829347	-219924918
2021	225940929	462644336	462644336	-225940929

Fuente: CONELEC.**Elaborado:** Francisco Dulce Chávez.

En la tabla 4.18 se encuentran los flujos esperados para la expansión del sistema de distribución, una vez más se observa que los entes encargados del desarrollo del Plan Maestro de Electrificación consideraron una rentabilidad de cero, y no recuperar el capital invertido; incluso no se toma en cuenta el costo de dicho capital.

Es importante mencionar que en el Plan Maestro de Electrificación se establece que existirán déficits que deberán ser cubiertos por el Estado para lograr equilibrar los Ingresos y los Gastos Totales en las diferentes etapas del Sector eléctrico.

A continuación se presenta un cuadro consolidado de los Flujos Financieros del Sector Eléctrico, incluyendo los valores que deben ser desembolsados para cubrir los déficits:

Tabla 4.22: Flujos Financieros consolidados del PME (USD).

Año	Capital	Ingresos	Costo Total	Flujo Neto	Déficit Tarifario	Flujo Neto incluido Déficit Tarifario
2011	1,962,666,732.00	-	-	- 1,962,666,732.00		- 1,962,666,732.00
2012	2,422,493,210.00	166,233,045.00	166,233,045.00	- 2,422,493,210.00	- 619,150,000.00	- 3,041,643,210.00
2013	1,885,099,372.00	288,734,474.00	288,734,474.00	- 1,885,099,372.00	- 644,380,000.00	- 2,529,479,372.00
2014	1,567,876,433.00	440,442,066.00	440,442,066.00	- 1,567,876,433.00	- 669,630,000.00	- 2,237,506,433.00
2015	482,098,260.00	624,722,668.00	624,722,668.00	- 482,098,260.00	- 265,860,000.00	- 747,958,260.00
2016	308,165,647.00	682,809,654.00	682,809,654.00	- 308,165,647.00	- 21,440,000.00	- 329,605,647.00
2017	298,581,839.00	745,354,444.00	745,354,444.00	- 298,581,839.00	- 22,340,000.00	- 320,921,839.00
2018	280,468,811.00	802,950,406.00	802,950,406.00	- 280,468,811.00	- 30,210,000.00	- 310,678,811.00
2019	265,182,059.00	871,200,284.00	871,200,284.00	- 265,182,059.00	- 44,070,000.00	- 309,252,059.00
2020	219,924,918.00	932,687,311.00	932,687,311.00	- 219,924,918.00	- 58,500,000.00	- 278,424,918.00
2021	225,940,929.00	995,541,890.00	995,541,890.00	- 225,940,929.00	- 65,120,000.00	- 291,060,929.00

Fuente: CONELEC.

Elaborado: Francisco Dulce Chávez.

La tabla 4.19, permite evidenciar que para poder desarrollar los diferentes proyectos, y mantener un equilibrio entre los ingresos y costos de las diferentes etapas del Sector Eléctrico existe un Flujo Neto negativo que asciende a los 12 billones de dólares; sin tomar en cuenta el costo de capital.

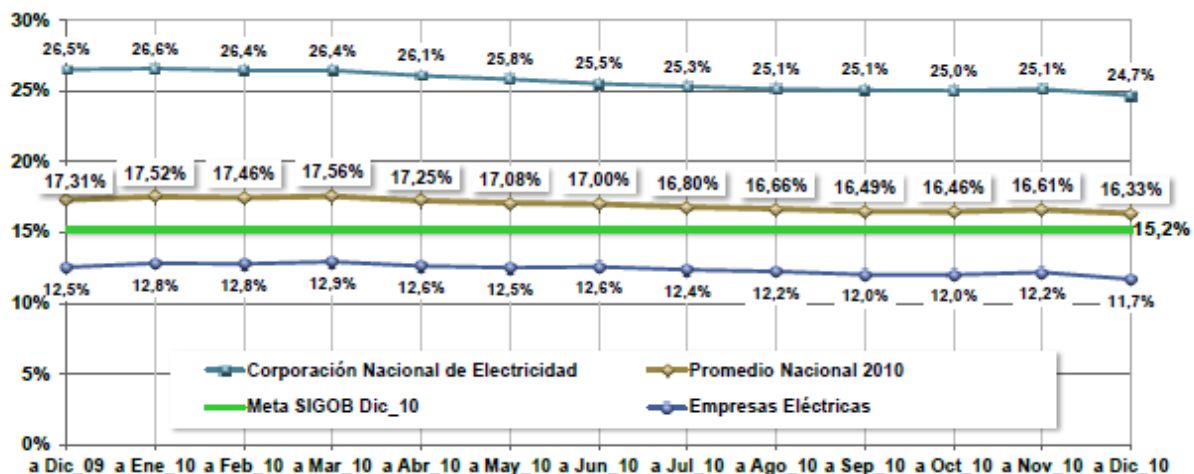
Por lo tanto se observa que el Sector Eléctrico no puede mantenerse por sí sólo, lo que debilita la idea de que la política que se está implementando por el actual gobierno sea sostenible en el tiempo; especialmente en el corto y mediano plazo; lo que debilita la idea de que el modelo no pueda mantenerse si existe un cambio en el poder político del país.

En el capítulo 2 se presentó el análisis desarrollado por la Comisión Ciudadana – Técnico – Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica de Chile sobre el sector eléctrico chileno, y se planteó que una política energética sostenible debe cumplir con los siguientes principios:

1. Seguridad, independencia - eficiencia energética y democracia participativa:

Para llegar a cumplir con este principio en el Ecuador se ha diseñado un Plan Maestro de Electrificación que será implementado durante el período 2012 – 2021. Éste plan tiene como objetivo reestructurar la matriz energética de tal manera que la generación hidráulica llegue a representar el 61,64% de la potencia efectiva instalada en el país. También se están aplicando diversos programas que tienen la finalidad de reducir las pérdidas energéticas a niveles aproximados del 7% ya que como se observa en el siguiente gráfico en la actualidad las pérdidas de energía de las Empresas Eléctricas y CNEC en promedio superan a los porcentajes de pérdidas de la meta SIGOB.

Gráfico 4.15: Variación del indicador de pérdidas por grupos de distribuidoras.



Fuente: CONELEC.

Elaborado: CONELEC.

Como se observó en el punto anterior existe una debilidad financiera en los proyectos planteados por el Plan Maestro de Electrificación debido a que en el Flujo Neto de Caja no se observa que no se pretende recuperar la inversión llevada a cabo para desarrollar los diferentes proyectos.

Dicha debilidad financiera puede poner en riesgo la continuidad de las políticas implementadas por el Gobierno del Ec. Rafael Correa, ya que a pesar de que el Sector Eléctrico necesitaba un impulso para empezar a desarrollarse nuevamente no se ha generado un consenso político que permita que las medidas implementadas se mantengan en el tiempo.

Además, como se evidenció al analizar los subsidios energéticos la tarifa única genera déficits que vuelven al Sector Eléctrico vulnerable ya que depende de los recursos del Presupuesto General del Estado para cubrir sus costos de administración, mantenimiento, operación y reposición de activos. Ante un posible recorte de recursos para la expansión de las diferentes etapas de la producción energética, las empresas que componen el Sector Eléctrico no podrían generar recursos suficientes para continuar con las inversiones planificadas.

2. Equidad socioambiental:

En la siguiente tabla se presentan los porcentajes de cobertura en el Ecuador en el año 2010:

Tabla 4.23: Porcentaje de Cobertura.

Indicadores	%
Cobertura urbana año 2010	94,82
Cobertura rural año 2010	89,03
Cobertura nacional año 2010	93,35*

Fuente: CONELEC.

Elaborado: CONELEC.

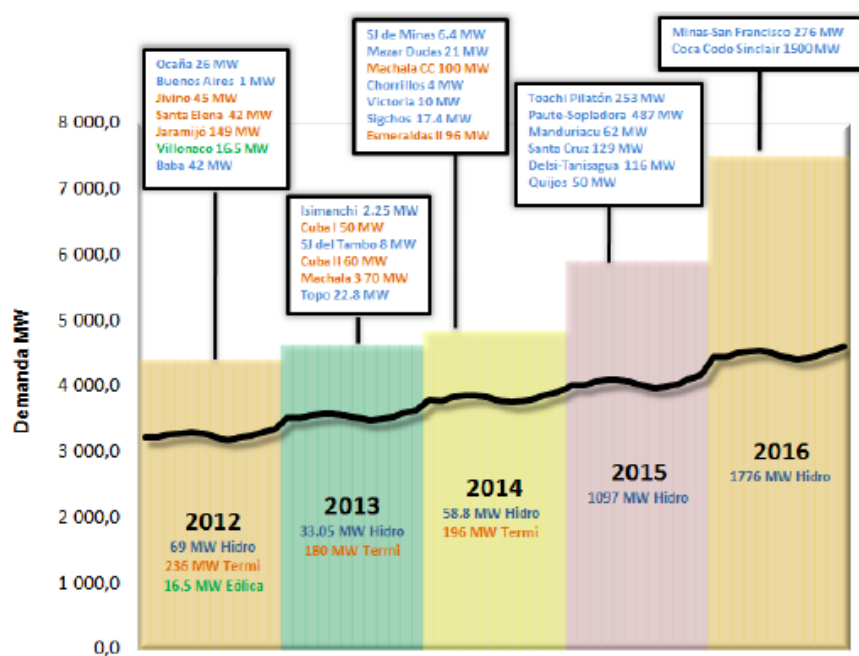
Se observa que existe una diferencia de 5,79% entre la cobertura urbana y la cobertura rural, por lo que en el Plan Maestro de Electrificación se ha establecido que es necesario invertir USD 431.111.773,00 para continuar con la implementación de los proyectos financiados con el FERUM, de tal manera que exista una equidad mayor en el acceso al servicio eléctrico.

3. Responsabilidad Ambiental:

En el estudio mapeo de energía y clima en América Latina desarrollado por Coello y Morales se establece que con año base 2007 el 47,86% de las centrales instaladas en el Ecuador son termoeléctricas, también establecen que el 65% de las emisiones del país corresponden al sector energético.

Es importante mencionar que el Plan Maestro de Electrificación establece que durante los tres primeros años de la expansión de la generación se implementarán principalmente proyectos termoeléctricos, como se puede observar en el siguiente gráfico:

Gráfico 4.16: Plan de Expansión de Generación 2012 - 2016.



Fuente: CONELEC.

Elaborado: CONELEC.

Según las proyecciones elaboradas por el CONELEC durante el período 2012 – 2021 en el Ecuador se generarán 16,15 millones de toneladas de CO₂ aproximadamente, del total de estas emisiones el 77,40% corresponden al período 2012 -2015. Por lo que se espera que una vez que las centrales hidroeléctricas empiecen a funcionar las emisiones de CO₂ no superen el millón de toneladas al año.

CONCLUSIONES

- El sector eléctrico ecuatoriano ha experimentado cambios en su organización conforme atravesó diferentes etapas en su vida institucional. En la primera de ellas que se caracterizaba por la presencia de empresas verticalmente integradas de carácter privado o público que tenían un límite geográfico más o menos definido y que básicamente servían a las grandes poblaciones urbanas. Durante la segunda etapa se creó al Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) y en el transcurso de este periodo todas las empresas públicas que brindaban el servicio eléctrico se integraron para que el sector se desarrolle mediante la aplicación de una planificación adecuada. La tercera etapa de la vida institucional del Sector Eléctrico se caracterizó por el deseo de privatizar a las diferentes empresas que conformaban la cadena de producción de energía eléctrica e implementar un modelo de libre mercado mediante la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico para alcanzar niveles más altos de eficiencia y competitividad. En la actualidad se ha reestructurado al sector de tal manera que el Estado sea el encargado de liderar el proceso de cambio en la matriz energética del país y de implementar diversos programas que buscan una mayor eficiencia en el manejo de la energía eléctrica.
- En cuanto al modelo tarifario en la actualidad se ha decidido pasar de una tarifa que se establecía mediante la aplicación de costos marginales a un modelo de tarifa única que debe cubrir los componentes de generación, transmisión y distribución sin tomar en cuenta la expansión ni utilidades para el sector.
- El déficit tarifario anual entre el período 2002 – 2011 ha sido en promedio de 183,86 millones de dólares anuales y se espera que mediante la aplicación de los diferentes proyectos planteados en el Plan Maestro de Electrificación se llegué a un déficit de 65,12 millones de dólares, lo que significaría una reducción del 64,58%.
- La normativa emitida durante el gobierno de Rafael Correa ha generado los siguientes cambios:

1) Papel del Estado:

Se deja de lado la Planificación Indicativa, de tal manera que el Estado pueda cumplir un papel preponderante en el manejo de las empresas de generación, transmisión y distribución.

Se abandona la idea de fomentar la inversión privada en el Sector Eléctrico y se establece que la inversión debe provenir del Presupuesto General del Estado.

2) Tarifas:

Se establecerá una tarifa única que deberá ser aplicada por todas las empresas de distribución, y deberá cubrir los costos de generación, transmisión y distribución.

La Componente de Generación se calculará con: los costos de mantenimiento y operación, fondo de reposición y además se incluyó como parte del costo medio de generación, el servicio de la deuda y el capital necesarios para la construcción de los nuevos proyectos de generación, a partir de su entrada en operación comercial.

Para el cálculo del Costo de Transmisión se toma en cuenta: la anualidad de los costos de operación y mantenimiento, y el valor de reposición de los activos. Las nuevas normativas establecen que el Estado asumirá el costo de expansión.

Por último la Componente de Distribución se calculará tomando en cuenta: la anualidad de los costos de operación y mantenimiento, y el valor de reposición de los activos. El mandato 15 norma que el Estado asumirá el costo de inversión.

Si la aplicación de la tarifa única genera que algunas empresas distribuidoras obtengan una tarifa inferior a la que deberían. El CONELEC deberá informar de este déficit para que el Ministerio de Finanzas compense a las empresas deficitarias. Estos desembolsos serán mensuales y deberán ser tomados en cuenta en el Presupuesto General del Estado.

Además, las empresas distribuidoras comunicarán al CONELEC mensualmente los valores efectivamente no cobrados de la facturación que se generen por la aplicación de las exoneraciones consideradas en la Ley del Anciano, y Ley que favorece a la Población y Sectores Turísticos, Artesanal, Comercial, Agrícola, Avícola, Pecuario y Ganadero de las Zonas de Influencia del Volcán Tungurahua. La responsabilidad en la validez de esta información será de la empresa distribuidora. Para que el CONELEC informe al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y al Ministerio de Finanzas para que se recompense a estas empresas.

3) FERUM:

Deja de ser financiado mediante el cobro del diez por ciento adicional para la categoría comercial e industrial por consumo eléctrico, sino que será financiado con recursos del Presupuesto General del Estado.

Si bien el Plan Maestro de Electrificación plantea una restauración en la matriz energética en la que la Potencia Efectiva Instalada de centrales hidroeléctricas llegarán a representar aproximadamente un 61,64% del total de potencia instalada en el país, y éste tipo de centrales presentan los precios medios de generación más bajos en el Ecuador. Además que se implementarán diversos proyectos que permitirán que las etapas de transmisión y distribución sean más eficientes. No se pretende establecer una tarifa que permita recuperar el capital invertido para desarrollar el PME, que incluidos los déficits tarifarios que se experimentarán durante el período 2012 – 2021 la actividad del Sector Eléctrico debería ser subsidiado con 12.359,20 millones de dólares para poder cumplir con las diferentes metas trazadas. Esta situación hace que los proyectos que se buscan implementar no sean sostenibles desde el punto de vista financiero ya que no se promueve un proceso que puede mantenerse por sí mismo de tal manera que se pueda permitir satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para atender sus propias necesidades.

RECOMENDACIONES:

La evolución histórica que ha experimentado el Sector Eléctrico en un período de cuatro décadas ha pasado de un modelo centralista a una estructura que buscaba privatizar a las diferentes empresas que conforman el sector, y en la actualidad mediante la emisión de un mandato constitucional una vez más se ha establecido que el Estado sea el principal responsable del sector eléctrico.

Al analizar las políticas que se están desarrollando por el gobierno de Economista Rafael Correa se puede observar que en promedio el Estado tendrá que cubrir USD 1, 123, 563,473.64 anuales por aproximadamente una década para que se puedan cumplir con los objetivos establecidos por los lineamientos de la nueva política. Lo que implica que debe existir un consenso político para dar continuidad a los proyectos, debido a que si bien las probabilidades son muy pequeñas de que el Presidente Rafael Correa pierda las elecciones del próximo año, también existe la posibilidad de que un candidato que pretenda llevar a cabo una política más austera llegue al poder. Y en tal caso toda la estructura que se ha generado desde el año 2008 perdería su sentido, provocando que toda la inversión que se ha generado en el Sector sea ineficiente.

Es por esta razón que se necesita generar un modelo que no dependa en su totalidad de la voluntad política del gobierno que se encuentre de turno, sino que se deben generar lineamientos a corto, mediano y largo plazo que sean fruto de un consenso entre las diferentes fuerzas políticas del país, además sería determinante involucrar a la ciudadanía en dicho proyecto para que tenga validez y se pueda sostener en el tiempo. De tal manera que exista seguridad jurídica y política, necesarias para que exista estabilidad y que el Sector Eléctrico pueda desarrollarse de manera apropiada.

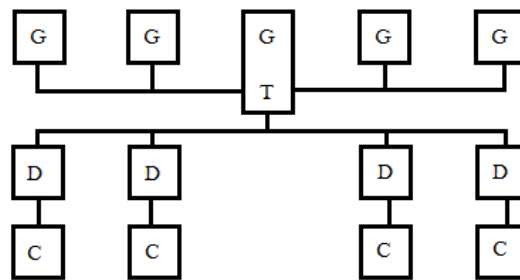
Como se mencionó anteriormente en el Ecuador se han planteado dos tipos de modelos, uno en el que el Estado asume toda la responsabilidad sobre el Sector Eléctrico, y otro modelo en el que se pretende fomentar la competencia entre empresas privadas reduciendo la acción estatal a llevar un control de las actividades que se desarrollan en el mercado eléctrico. Ninguno de estos modelos ha podido mantenerse a largo plazo, por lo que sería interesante que se fomente una estructura que se encuentre en la mitad de estos dos tipos de política.

Para fomentar un modelo sostenible se puede implementar una estructura basada en la concesión planificada de las empresas y proyectos de generación y de distribución, de tal manera que el Estado sea el encargado de establecer qué empresas deben ser manejadas por el sector privado, y cuáles pueden seguir siendo operadas por sí mismo.

También se debería mantener y potenciar a las entidades de control que existen en la actualidad de tal manera que exista una evaluación permanente de cómo evoluciona el mercado eléctrico en el país, y establecer si las empresas están funcionando de acuerdo a los principios establecidos por la constitución y la reglamentación del sector.

Es importante mencionar que al ser un monopolio natural y al permitir tener un conocimiento más amplio sobre la cantidad de energía que se encuentra dentro del Sistema Nacional Interconectado, la Transmisión Eléctrica debería mantenerse como una empresa pública. Lo que se plantea es implementar un modelo que tienda a una estructura similar al modelo de generación y transmisión centralizada con competencia en la generación; presentado en el capítulo 2.

Gráfico 6.1: Modelo de generación y transmisión centralizada con competencia en la generación.



* G (Generación) - T (Transmisión) - D (Distribución) - C (Consumidores)

Fuente: Tarifas de energía eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos.

Elaboración: Francisco Dulce Chávez.

Para llegar a implementar esta estructura es necesario realizar una planificación a largo plazo en la que se establezcan dos etapas, la primera de ellas en la que el Estado define qué proyectos y empresas deberían entrar en un proceso de concesión definiendo lineamientos claros sobre las metas en términos técnicos, ambientales y de eficiencia que se buscan alcanzar. Durante esta etapa empezaría el proceso de concesión mediante concurso y negociaciones para determinar qué empresas están dispuestas a llevar a cabo este proceso, esta etapa se caracterizaría por la evaluación constante que se llevará a cabo para determinar si se están cumpliendo con todos los requerimientos establecidos para la concesión. Este proceso finalizaría, cuando los proyectos entren en operación y los agentes privados hayan podido recuperar su inversión, y además se esperaría que las empresas que estaban operando cuando fueron concesionadas alcancen estándares más altos en términos de eficiencia.

Una vez que se cumpla con la primera etapa, el sector eléctrico estaría listo para cumplir con el principio básico del modelo de generación y transmisión centralizada con competencia en la generación, que establece que los generadores privados o autogeneradores podrán proveer energía eléctrica a las empresas distribuidoras cuando sus precios de venta sean menores o iguales a los de los generadores públicos.

Dados los planteamientos del modelo mixto presentado, quedaría a cargo del Estado la implementación de la expansión de la transmisión. También es importante mencionar que en el proceso de negociación de las concesiones se deberían establecer niveles tarifarios en los que las empresas puedan recuperar su inversión, trabajar sin déficit, y obtener un porcentaje de rentabilidad.

Por lo tanto, cualquier valor deficitario debería ser cubierto por las empresas concesionarias.

A continuación se presenta una tabla de comparación entre los flujos netos del PME 2012, y los flujos que deberían ser cubiertos por el Estado para llevar a cabo la expansión del Sector Eléctrico:

Tabla 6.1: Comparación Flujos Tarifarios (USD).

Año	Flujo Neto PME	Flujo Neto Modelo Mixto	Ahorro Estatal
2011	- 1,962,666,732.00	- 139,576,216.00	- 1,823,090,516.00
2012	- 3,041,643,210.00	- 110,334,006.00	- 2,931,309,204.00
2013	- 2,529,479,372.00	- 154,137,100.00	- 2,375,342,272.00
2014	- 2,237,506,433.00	- 291,790,706.00	- 1,945,715,727.00
2015	- 747,958,260.00	- 187,390,748.00	- 560,567,512.00
2016	- 329,605,647.00	- 36,271,677.00	- 293,333,970.00
2017	- 320,921,839.00	- 30,289,799.00	- 290,632,040.00
2018	- 310,678,811.00	- 29,318,265.00	- 281,360,546.00
2019	- 309,252,059.00	-	- 309,252,059.00
2020	- 278,424,918.00	-	- 278,424,918.00
2021	- 291,060,929.00	-	- 291,060,929.00

Fuente: CONELEC.

Elaborado: Francisco Dulce Chávez.

Si se implementaría el modelo mixto el Estado ahorraría USD 11, 380, 089,693.00, mientras que las empresas concesionarias se encargarían de desarrollar los diferentes proyectos de generación y distribución.

Además, debido a que la inclusión de la recuperación del capital y de la incorporación de un porcentaje de rentabilidad aumentaría la tarifa eléctrica; y el incremento del costo de un servicio básico tiene un costo político. Se debería establecer mediante negociación un período en el que las empresas concesionarias logren recuperar su capital y obtener una rentabilidad razonable y que no genere un impacto muy fuerte sobre la población

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- ALMEIDA, Nicole, (2009) *Análisis y evaluación de impacto del mandato constitucional eléctrico en la estructura del sector eléctrico ecuatoriano: Determinación de la tarifa eléctrica, desempeño de los agentes en el mercado eléctrico y niveles de inversión privada (1999-2007)* (Disertación Economía). Recuperada de Repositorio digital de la PUCE (Núm. 22000/945).
- Banco Central del Ecuador, (2006) *Boletín de Competitividad*. Quito: Autor.
- BITU, Roberto y BORN, Paulo (1993) *Tarifas de Energía Eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos*. Quito: OLADE.
- COELLO, Javier y MORALES, Vanessa (2010) *Estudio mapeo de energía y clima en América Latina*. Friedrich Ebert Stiftung.
- Comisión Ciudadana – Técnico - Parlamentaria para la política y la matriz eléctrica (2011), *Lineamientos para la Sustentabilidad Energética: Chile necesita una gran reforma energética*. Santiago de Chile: Autor.
- Consejo Nacional de Electricidad (2010), *Folleto Multianual 1999 – 2010*. Quito: Autor.
- Consejo Nacional de Electricidad (2010), *Boletín Estadístico 2010*. Quito: Autor.
- Corporación Andina de Fomento (2007), *Informes Sectoriales de Infraestructura: Análisis del Sector Eléctrico*. Quito: Autor
- DULCE, José (2004) *Análisis sobre la sustentabilidad del sector eléctrico y mecanismos para viabilizar su mejoramiento* (Disertación de Maestría en Energía y Ambiente, no publicada). Quito: ESPE.
- Fontaine, Ernesto, (1999) *Evaluación Social de Proyectos*. Santiago de Chile: Alfaomega.
- Mandatos Constitucionales para el Sector Eléctrico.
- MARÍN, José y KETELHOHN, Werner (1988) *Inversiones Estratégicas*. San José: Libro Libre.
- MINISTERIO COORDINADOR DE LA PRODUCCIÓN, EMPLEO Y COMPETITIVIDAD (2010), *Los subsidios energéticos en el Ecuador*. Quito: Autor.
- OLADE (2011), *Manual de Estadísticas Energéticas Año 2011*. Quito: Autor.
- Resoluciones Regulatorias para el Sector Eléctrico.
- STIGLITZ, Joseph, (2000) *La Economía del Sector Eléctrico*. España: Antoni Bosch.
- Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
- VEGA, Celio (1983) *Ingeniería Económica*. Quito: Gráficos Mdiavilla.

VISCUSI, W. Kip, VERNON, John Mitcham y HARRINGTON, Joseph Emmett (1995) *Natural Monopoly Regulation*. En Economics of Regulation and Antitrust (377 – 409). Massachusetts: MIT Press.

ANEXOS:

A continuación se presenta la ley de Régimen del Sector Eléctrico, la cual fue elaborada con el objetivo de modificar el papel preponderante que el Estado cumplía dentro del sector, para pasar a un nuevo modelo que se basaría en la competencia de mercado, la cual continúa vigente en la actualidad.

8.1.- Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE):

El sector eléctrico ecuatoriano está regido por la LRSE desde Octubre de 1996, es importante señalar que la ley ha sido modificada por:

- Ley Reformatoria N°58 (1998).
- Ley para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana (2000).
- Ley para la Transformación Económica del Ecuador (2000).
- Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (2006).
- Disposición Reformatoria Cuarta del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones (2010).

La ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que el Estado tiene el deber de satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país. Además, estipula que el Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por lo que es el único que puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica a través del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

La ley fija los siguientes objetivos fundamentales de la política nacional en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad:

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social.
- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo.
- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad.

- Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos.
- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema.
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor.
- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía.
- Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados.
- Promover la realización de inversiones públicas en transmisión.
- Desarrollar la electrificación en el sector rural.
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

La ley promulga que el Estado deberá garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica para los casos en los no existan oferentes a los que pudiese concesionarse las actividades de generación o servicios de transmisión y distribución.

Se plantea en la LRSE que la exportación de energía eléctrica comprenderá únicamente los excedentes producidos luego de satisfacer la demanda nacional. Para el efecto, se requerirá autorización del Consejo Nacional de Control de Energía (CENACE).

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); según la ley, estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores.

Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son: las ventas en el mercado ocasional o en contratos a plazo. El MEM abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico:

- Entre generadores.
- Entre generadores y distribuidores.
- Generadores y grandes consumidores.
- Se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

En cuanto a las tarifas; la LRSE, las define como los precios sujetos a regulación y corresponderán únicamente a los siguientes:

- Las transferencias de potencia y energía entre generadores. Las tarifas aplicadas a estas transferencias serán calculadas por el CENACE.
- Las transferencias de potencia y energía de generadores a distribuidores, las cuales serán calculadas por el CENACE y aprobadas por el CONELEC.
- Las tarifas de transmisión, que compensen el uso de las líneas de transmisión, subestaciones de transformación y demás elementos constitutivos del sistema de transmisión las cuales serán aprobadas por el CONELEC.
- El peaje por el uso, por parte de terceros, del sistema de distribución, el cual será igual al Valor Agregado de Distribución (VAD) aprobado por el CONELEC.
- Las tarifas por suministros a consumidores finales abastecidos por empresas de distribución que no tengan o no hayan ejercido la opción de pactar libremente sus suministros, las cuales serán aprobadas en forma de pliegos tarifarios por el CONELEC.

Los distribuidores y grandes consumidores podrán contratar el abastecimiento de energía eléctrica para consumo propio, con un generador o distribuidor, sin sujetarse necesariamente a las tarifas que fije el CONELEC.

La Ley establece que los pliegos tarifarios aprobados por el CONELEC se deberán ajustar a los siguientes principios:

- Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) promedio de todas las empresas de distribución del País.
- Los pliegos tarifarios serán elaborados sobre la base de la aplicación de índices de gestión establecidos mediante regulación por el CONELEC.
- La estructura tarifaria para el consumidor final que no esté en posibilidad de suscribir contratos de largo plazo para el suministro de la energía o que estándolo no haya hecho uso de esa posibilidad, deberá reflejar los costos que los clientes originen según sus modalidades de consumo, y nivel de tensión eléctrica.

Además, en la elaboración de los pliegos tarifarios se deberá tomar en cuenta el derecho de los consumidores de más bajos recursos a acceder al servicio eléctrico dentro de condiciones económicas acordes con sus posibilidades.

La ley establece que el Precio Referencial de Generación para Usuario Final, corresponde a los valores que tendrán que cancelar aquellos consumidores finales que no tengan un contrato a largo plazo para el suministro de la energía para cubrir los costos de la etapa de generación, y serán fijados por el CONELEC.

Además, se plantea que las tarifas que paguen los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista por el uso del sistema de transmisión estarán conformadas por dos componentes:

- El de Operación, que deberá cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación, operación - mantenimiento del sistema y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC.
- El de Expansión, que deberá cubrir los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión.

La LRSE define al Valor Agregado de Distribución (VAD) como el costo propio de la actividad de distribución, para calcular el valor agregado de distribución se tomará en cuenta las siguientes normas:

- Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía.
- Pérdidas técnicas medias de potencia y energía.
- Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada.
- Costos de expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento de sistemas de alumbrado público que utilicen energía eléctrica.

Los distribuidores calcularán los componentes del valor agregado de distribución para la empresa de referencia correspondiente cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC.

En cuanto a Electrificación rural y urbano marginal, la ley establece que el financiamiento de los programas de electrificación rural estará a cargo del Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal, FERUM, que contará, como valor inicial, con los recursos existentes en el Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal y Fondo Nacional de Electrificación. Se financiará con la suma resultante de la facturación que harán los generadores y los distribuidores a los consumidores de categoría comercial e industrial, del 10% adicional sobre el valor neto facturado por suministro de servicio eléctrico, sin considerar ningún otro valor.

La identificación y planificación de los proyectos de electrificación rural y urbano marginales, estará a cargo de las empresas distribuidoras, en cuya circunscripción se fueren a ejecutar, en coordinación con los consejos provinciales y las correspondientes municipalidades y se someterán a la aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, (CONELEC).

Como se puede observar esta ley buscaba redefinir el papel del Estado en el Sector Eléctrico, de tal manera que su accionar se enfocaba en la regulación, planificación indicativa, supervisión y control del mismo; creando para llevar a cabo estas actividades a el CONELEC, y en forma adicional, se creó la Corporación CENACE para que se dedique a operar el Sistema Nacional Interconectado y administrar el Mercado Eléctrico Mayorista.

En la actualidad el gobierno busca devolverle importancia al Estado dentro del Sector Eléctrico, para lo cual; mediante la Disposición Reformatoria Cuarta del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones (2010), se incluye en el artículo 2 de la LRSE el principio de que el Estado podrá delegar la prestación del servicio de energía eléctrica en sus fases de generación, transmisión, distribución y comercialización a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. De forma excepcional, podrá otorgar delegaciones a la iniciativa privada y a la economía popular solidaria para la prestación del servicio público de energía eléctrica, en los siguientes casos:

- Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general.
- Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.

Además se desarrolló nuevas normativas para que rijan en el Sector como se verá en los siguientes puntos.

8.2.- Normativa Emitida durante el Gobierno del Economista Rafael Correa:

8.2.1.- Mandatos:

La Asamblea Constituyente formulo los Mandatos: nueve y quince considerando que:

- El sector eléctrico se ha deteriorado debido a la falta de inversión durante décadas. Por lo que es necesario invertir en el sector para que el Estado pueda cumplir con su responsabilidad en la prestación de servicios públicos con calidad, eficiencia y continuidad.

- Se plantea que el Fondo de Solidaridad dispone de recursos que pueden ser utilizados para invertir en el sector eléctrico y de telecomunicaciones.
- Se establece la necesidad de tomar medidas urgentes para satisfacer las necesidades de infraestructura del sistema eléctrico de Guayaquil, ya que la demanda de esta ciudad representa aproximadamente el 40% de la demanda nacional y que ha sido especialmente afectada por la falta de inversión en los últimos veinte y cinco años.
- Se define al Estado como responsable de la prestación del servicio público de energía eléctrica bajo los principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad, velando que sus tarifas sean equitativas.
- Se plantea la necesidad de llevar a cabo una reforma de la estructura operativa actual de manera que el Estado recupere su capacidad para regular y sus atribuciones respecto a la prestación de este servicio. Se traza el objetivo estatal de lograr economías de escala y obtener resultados con rentabilidad social que permitan el desarrollo equilibrado de las diferentes regiones del Ecuador.
- Se identifica la necesidad de encontrar nuevas fuentes de financiamiento alternativas para el Fondo de Electrificación Rural Marginal (FERUM) de manera que se pueda impulsar la productividad de los clientes industriales y comerciales.
- Se establece que el modelo marginalista no cumplió con el objetivo de desarrollar al sector eléctrico, garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio de electricidad y contar con tarifas justas al usuario final.

8.2.1.1.- Mandato 9:

En este Mandato se establece que el Directorio del Fondo de Solidaridad deberá autorizar que los recursos patrimoniales de la institución sean invertidos directamente en la capitalización de sus empresas eléctricas y de telecomunicación, mediante la ejecución de planes de inversión. Dichos planes de inversión considerarán las necesidades prioritarias en todo el país, teniendo como objetivo la expansión, mejoramiento, ampliación de infraestructura o nuevos proyectos. Estos recursos no podrán ser destinados para gasto corriente.

Se plantea que los recursos adicionales que se requieran para ejecutar los planes de inversión serán entregados por el Ministerio de Finanzas al Fondo de Solidaridad.

También se determina que el Fondo de Solidaridad, a través de sus empresas, realizará las inversiones necesarias para ejecutar los planes y programas necesarios para mejorar la situación del sector en la ciudad de Guayaquil.

8.2.1.2.- Mandato 15:

El Mandato establece que el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) deberá aprobar nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada consumo de energía eléctrica, para lo cual queda facultado a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra y venta de energía vigentes. Dichos parámetros eliminarán el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación, además no tomarán en cuenta los componentes de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión.

Se determina que los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se considerarán aportes de capital de dicha Institución.

En el Mandato se plantea que el Ministerio de Finanzas, será el encargado de cubrir mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución, transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el CONELEC, por lo tanto el Ministerio deberá realizar todos los ajustes presupuestarios pertinentes que permitan cumplir con el Mandato. En caso de incumplimiento, será causal de pleno derecho para solicitar la destitución del titular de esta Cartera de Estado.

Se planifica que las Empresas Eléctricas de Distribución que a la fecha de expedición del mandato tengan una tarifa inferior a la tarifa única, mantendrán dicho valor.

Se deja sin efecto el cobro del diez por ciento adicional para la categoría comercial e industrial por consumo eléctrico.

En cuanto al FERUM (Fondo de Electrificación Rural Marginal) se indica que será financiado con recursos del Presupuesto General del Estado.

El Mandato determina que el Ministerio de Finanzas asumirá el pago de todos los saldos de las deudas a cargo de las empresas de distribución, transmisión y generación del Estado como resultante del proceso de liquidación de INECEL.

Se indica que las empresas de distribución, generación y transmisión en las que el Estado ecuatoriano tenga una participación accionaria mayoritaria extinguirán, eliminarán y / o darán de baja, todas las cuentas por cobrar y pagar de los siguientes rubros: compra - venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación, que existen entre esas empresas, así como los valores de pago por parte del Ministerio de Finanzas por concepto de déficit tarifario, calculado y reconocido en virtud de la aplicación de la Ley Reformativa de la LRSE. Además, se establece que las empresas que en cumplimiento de lo dispuesto por el presente mandato tengan una afectación patrimonial negativa, serán compensadas con cargo a las inversiones por el monto equivalente a tal afectación.

8.2.2.- Regulaciones:

8.2.2.1.- Aplicación del mandato constituyente No. 15:

Esta Regulación tiene como objetivo:

- Definir las nuevas reglas comerciales para el funcionamiento del mercado.
- Establecer los nuevos parámetros regulatorios que se considerarán para el cálculo de las tarifas eléctricas.
- Aplicación de los pliegos tarifarios.
- Mecanismo de coordinación con el Ministerio de Finanzas.
- Proceso de transición.

i) Estructura de costos:

Los costos para la determinación de las tarifas comprenderán:

- Precio referencial de generación.
- Costos del sistema de transmisión.
- Costos del sistema de distribución.

ii) Cálculo de la componente de generación:

Se define como el valor que tendrá que pagar un consumidor final para cubrir los costos de la etapa de generación.

Corresponde al precio promedio ponderado de las compras efectuadas por los distribuidores en contratos regulados con generadores que estén en operación comercial, incluyendo todos los rubros correspondientes a la etapa de generación que no estén contemplados bajo la figura de contratos regulados y los ajustes necesarios por los costos de los servicios complementarios del mercado.

La componente de generación será establecida por el CONELEC, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por los agentes y el CENACE.

iii) Cálculo del costo de transmisión:

Para el cálculo de la tarifa de transmisión, que paguen los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista por el uso del sistema de transmisión se considerará lo siguiente:

- Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el CONELEC.
- Valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC.

En cuanto al componente de Expansión que cubre los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión, elaborado por el Transmisor y aprobado por el CONELEC, será asumido por el Estado y constará obligatoriamente en su Presupuesto General. El Ministerio de Finanzas implementará el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de dichos recursos.

iv) Cálculo del componente de distribución:

Para el cálculo del componente de distribución, se considerará lo siguiente:

- Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el CONELEC.
- Valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC.

En cuanto al componente de Expansión de las Distribuidoras, elaborado por las distribuidoras dentro de su correspondiente plan de expansión y aprobado por el CONELEC, será asumido por el Estado asumirá y constará obligatoriamente en su Presupuesto General. El Ministerio de Finanzas implementará el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de dichos recursos.

v) Tarifa única a nivel nacional:

Con base a la información de las etapas de generación, transmisión y distribución, el CONELEC procederá a determinar la tarifa única a nivel nacional, para cada tipo de consumo, que deberá ser aplicada por los distribuidores.

vi) Diferencia con la tarifa única a nivel nacional y déficit tarifario:

La aplicación de la tarifa única a nivel nacional ocasiona que unas empresas distribuidoras obtengan una tarifa inferior a su tarifa propia (costos propios); el CONELEC, para este caso, efectuará el cálculo de esta diferencia en forma mensual.

Dentro de este cálculo, el CONELEC incluirá todos los subsidios o compensaciones que estado haya otorgado, a través de la propia normativa eléctrica o de otras Leyes, Decretos Ejecutivos, Acuerdos Ministeriales y Mandatos Constituyentes.

El CONELEC, comunicará anualmente al Ministerio de Finanzas, los valores que, por la aplicación de la tarifa única, ocasionen el déficit de las empresas distribuidoras, a fin de que se lo incluya en el Presupuesto General del Estado del año que corresponde la aplicación tarifaria. Los desembolsos del Ministerio de Finanzas serán en forma mensual, sobre la base del informe que, con igual periodicidad, presente el CONELEC.

vii) Coordinación con entidades del gobierno central:

El CONELEC, con el apoyo del Ministerio de Electricidad, coordinará con las otras entidades del gobierno central y organismos del sector eléctrico las acciones que sean necesarias para que los desembolsos mensuales del Ministerio de Finanzas se lleven a cabo de forma oportuna, especialmente para evitar la falta de liquidez en aquellos generadores termoeléctricos que requieren comprar combustible en forma anticipada.

viii) Funcionamiento de mercado:

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se suscribirán los siguientes contratos:

- Contratos regulados a plazo que, como resultado de concursos públicos, se suscriben entre generadores privados y distribuidores.
- Contratos regulados a plazo que se suscriban entre generadores en los que el Estado tenga participación, sin excepción alguna, y los distribuidores.
- Contratos a plazo libremente pactados entre aquellos generadores privados y Grandes Consumidores que se encuentren debidamente facultados.

ix) Contratos regulados:

Los contratos regulados a plazo suscritos por los generadores, tendrán las siguientes características:

- Serán liquidados por toda la producción real de energía eléctrica, y serán asignados a todas las empresas distribuidoras en proporción a su demanda real.
- Contemplan un cargo fijo relacionado con su disponibilidad y un cargo variable en función de su producción.

El cargo fijo será liquidado, así no sea despachado por el CENACE, siempre que se mantenga disponible el generador o en los períodos de mantenimiento debidamente autorizados por el CENACE. Los cargos variables serán liquidados de acuerdo a la producción de energía eléctrica.

- Los contratos tendrán una duración mínima de un año; excepto para los generadores que usen energías renovables no convencionales cuya duración no podrá ser menor a diez años.

Los cargos variables que se fijen en los contratos regulados serán los que el CENACE considere como costos variables de producción para todos los procesos:

- Planificación operativa
- Despacho
- Liquidación.

El cargo fijo será aprobado por el CONELEC.

Los contratos regulados serán liquidados por el Centro Nacional de Control de Energía, para lo cual deberán ser registrados en el CENACE. Los agentes contratantes, al momento del registro, informarán al CENACE los precios de los contratos (cargos fijos y cargos variables).

x) Mercado de corto plazo:

En el mercado de corto plazo, se liquidarán la producción de aquellos generadores privados que no tengan contratos regulados suscritos con los distribuidores.

xi) Liquidación comercial de las transacciones:

El CENACE liquidará todas las transacciones comerciales, determinando los importes que deben abonar y percibir los distintos participantes del Mercado Eléctrico, conforme los términos establecidos en los contratos regulados de compraventa y la presente regulación, incluyendo las importaciones y exportaciones de electricidad.

A efectos de la liquidación de las transacciones comerciales, se observará lo siguiente:

- La producción de los generadores pertenecientes al Estado, será valorada considerando sus costos reales, bajo la modalidad de anualidad de costos fijos más los costos variables de producción que constarán en los contratos regulados. En el caso que estos Generadores tengan contratos vigentes con Grandes Consumidores y reciban pago por Potencia Remunerable, este monto será descontado de la anualidad que deba recibir por costos fijos en los contratos regulados.
- La producción de los generadores pertenecientes al Estado, será distribuida a todas las empresas distribuidoras, en forma proporcional a la demanda de energía regulada que abastezcan dentro de su área de concesión. Por demanda de energía regulada se entenderá el consumo de energía de los usuarios regulados de la empresa distribuidora.
- La producción de los generadores privados, que suscriban contratos regulados con las empresas distribuidoras, será asignada a todas las distribuidoras en forma proporcional a la demanda de energía regulada de cada una de ellas.
- La producción de los generadores no escindidos y pertenecientes a las empresas de distribución, será asignada a todas las empresas distribuidoras, en forma proporcional a la demanda regulada de cada una ellas.

Esta producción será valorada con el precio promedio de los contratos regulados entre los generadores pertenecientes al Estado y las empresas distribuidoras. El promedio se lo hará para cada tipo de generador: hidráulica, térmica - vapor, térmica combustión interna, turbina a gas, etc.

- Las pérdidas de energía totales de transmisión, para cada hora, serán el resultado de la suma de las energías netas medidas en las barras de generación, menos la suma de las energías medidas en los puntos de recepción de los Agentes que retiran energía del MEM.

El costo de pérdidas de transmisión que corresponde a cada Agente del MEM, será igual a las pérdidas de energía de transmisión asignada al Agente, valorada con el costo del Mercado de Corto Plazo.

8.2.2.2.- Regulación complementaria No. 1 para la aplicación del mandato constituyente No. 15.

i) Agentes del mercado eléctrico:

En el Mercado Eléctrico participarán, como Agentes, la o las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, de autogeneración, al servicio público de transmisión, al servicio público de distribución y comercialización, los grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía y que cuenten con la autorización correspondiente del CONELEC.

ii) Transacciones en el mercado:

Este mercado abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre sus agentes.

iii) Transacciones de largo plazo:

En el Mercado Eléctrico se suscribirán los siguientes contratos:

- Contratos regulados a plazo que, como resultado de concursos públicos, se suscriben entre generadores privados y distribuidores.
- Contratos regulados a plazo que se suscriban entre generadores en los que el Estado tenga participación, y los distribuidores.
- Contratos a plazo libremente pactados entre aquellos generadores privados y grandes consumidores que se encuentren debidamente facultados.

Los generadores públicos y privados, para comercializar su energía con las empresas de distribución, tienen la obligación de suscribir contratos de compraventa con todas ellas, en forma proporcional a la demanda de dichas empresas.

iv) Transacciones de corto plazo:

En este mercado secundario se liquidarán únicamente los remanentes de la producción de los generadores que no estén comprometidos en contratos de compraventa con la demanda.

v) Fijación de precios:

La fijación de precios en el mercado eléctrico, será realizada en función de los siguientes componentes:

- Costo horario de la energía.
- Costo de potencia.
- Costo de pérdidas de transmisión.
- Costo de servicios complementarios

vi) Costo horario de la energía:

La energía se valorará con el costo económico obtenido del despacho real de generación al final de cada hora, denominado costo horario de la energía.

El costo horario de la energía será determinado en función del despacho económico realizado por el

CENACE para atender la demanda del sistema. El costo así determinado, en el que no se considerarán las pérdidas incrementales de transmisión, será único para todas las barras del sistema.

vii) Costo de potencia:

El Costo Unitario de la Potencia será definido por el CONELEC y comunicado al CENACE para su aplicación.

viii) Costo de pérdidas de transmisión:

Las pérdidas de energía totales de transmisión, para cada hora, serán el resultado de la suma de las energías netas medidas en las barras de generación de los generadores conectados a barras del Sistema Nacional de Transmisión, menos la suma de las energías medidas en los puntos de recepción de los Agentes que retiran energía del Sistema Nacional de Transmisión.

El valor económico de estas pérdidas, obtenido con el costo horario de la energía, será repartido y asignado, a efectos de la liquidación, en forma proporcional a la demanda regulada de distribuidores y demanda comercial de grandes consumidores y consumos propios de autogeneradores.

ix) Costo de servicios complementarios:

Corresponde al costo de los servicios adicionales que presta el mercado eléctrico, a través de los Agentes, para satisfacer requerimientos de seguridad y calidad en la operación del sistema.

x) Contratos de largo plazo:

Los Agentes contratantes serán aquellas personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, autogeneración, distribución y grandes consumidores.

Los contratos regulados que suscriban las Empresas de Generación o Autogeneración con las Empresas de Distribución deberán considerar que la generación neta debe asignarse en forma proporcional a su demanda regulada.

Además, los contratos regulados deberán establecer claramente dos componentes:

- Cargo fijo, para su determinación se considerarán los siguientes costos:

Recuperación de la inversión, administración, operación y mantenimiento. Con respecto a los mantenimientos, se considerarán únicamente los mantenimientos mayores que estén destinados a repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras.

La remuneración mensual se otorgará únicamente cuando el generador esté disponible; es decir durante los periodos de indisponibilidad provocados por fallas en el equipo, por mantenimiento o cualquier otra situación que obligue a la salida de ese generador, no se reconocerá ningún valor por concepto de cargo fijo.

Para el caso de los generadores en los que el Estado tenga participación accionaria, los cargos fijos serán determinados por el CONELEC en los respectivos estudios tarifarios, mismos que deberán ser incluidos en los respectivos contratos regulados, y comunicados al CENACE para el proceso de liquidación.

- Cargo variable o costo variable de producción que será determinado conforme a la normativa específica y liquidado de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida. La Regulación que se aplicará para la declaración de este componente será la No. CONELEC – 003/03 vigente o la que la sustituya.

xi) Liquidación comercial de las transacciones:

El CENACE liquidará todas las transacciones comerciales del mercado, determinando los importes que deben abonar y percibir los distintos participantes del Mercado Eléctrico, conforme los términos establecidos en los contratos de compraventa, incluyendo las importaciones y exportaciones de electricidad.

xii) Liquidación de las transacciones de energía de corto plazo:

La liquidación de las transacciones en energía de corto plazo, se realizarán considerando lo siguiente:

- La transacción de energía de corto plazo de los generadores, será determinada como la diferencia entre la energía neta producida y la energía contratada por estos generadores.

Para la valoración económica de la energía de corto plazo, se aplicará el costo horario de la energía.

- Para los agentes consumidores -distribuidores y grandes consumidores-, la energía de corto plazo se determinará como la diferencia entre la energía consumida -demanda regulada para distribuidores o demanda comercial para grandes consumidores-, y la energía contratada por estos agentes.

Para la valoración económica de la energía de corto plazo, se aplicará el costo horario de la energía.

- La energía consumida por los consumos propios de los autogeneradores y consumos de los servicios auxiliares de los generadores conectados directamente al sistema de transmisión, será valorada económicamente con el costo horario de la energía.

xiii) Liquidación de potencia y de servicios complementarios:

La liquidación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición -PRPD- y de los servicios complementarios, se realizará sobre la base de los siguientes criterios:

- Para la liquidación de la PRPD se deberá considerar la evaluación de la Potencia Media Puesta a Disposición -PMPD-, en los términos establecidos en la Regulación No. CONELEC – 003/04 vigente o la que la sustituya.
- No se asignará pago por PRPD, regulación secundaria de frecuencia y reserva adicional de potencia a ningún generador que mantenga vigentes o que suscriba contratos regulados, pues estos valores son reconocidos a través del cargo fijo de esos contratos.
- Los grandes consumidores y los consumos propios de los agentes autogeneradores, seguirán cubriendo, a través del cargo equivalente de energía -CEP-, el valor económico que corresponda pagar por la totalidad de la PRPD y servicios complementarios.
- Los distribuidores que mantengan contratos regulados, pagarán por concepto de PRPD y servicios complementarios, la diferencia entre el valor económico por PRPD y servicios complementarios de los generadores que no mantienen contratos regulados y el valor económico pagado por los grandes consumidores y consumos propios, forma proporcional a la energía demandada en los bloques horarios de media y punta.
- La liquidación de los cargos variables de producción de reactivos se realizará conforme lo establecido en la Regulación No. CONELEC - 004/02 vigente o la que la sustituya. Por su parte a los generadores con contratos regulados no se les reconocerá remuneración por concepto de costo fijo por reactivos.

xiv) Liquidación de las pérdidas de transmisión:

Las pérdidas de energía totales de transmisión serán valoradas con el costo horario de la energía y asignadas a la demanda en forma proporcional a la demanda regulada de distribuidores y demanda comercial de grandes consumidores y consumos propios de autogeneradores.

xv) Liquidación singularizada:

Para las transacciones en el mercado, el CENACE liquidará de forma horaria a cada uno de los Agentes del MEM y establecerá mensualmente las obligaciones y derechos comerciales de cada agente, respecto de las transacciones de potencia y energía realizadas, tarifas de transmisión y peajes de distribución y demás servicios complementarios del mercado.

Las obligaciones y derechos comerciales asociadas a las transacciones de corto plazo, contratos regulados y producción de la generación no escindida serán determinados por el CENACE, singularizadas para cada uno de los agentes. Las obligaciones y derechos comerciales asociadas a las transacciones de corto plazo serán singularizadas mediante una liquidación proporcional en base a la participación de cada uno de dichos agentes en las transacciones económicas del mercado.

xvi) FERUM:

La fuente de financiamiento del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal -FERUM- será con recursos del Presupuesto General del Estado, para lo cual el Ministerio de Finanzas deberá entregar los recursos correspondientes, sobre la base de los planes de inversión aprobados por el CONELEC.

El CONELEC efectuará la calificación y priorización de proyectos a ser financiados con recursos del FERUM.

Los valores económicos correspondientes al déficit operacional de generación de los sistemas aislados deberán ser procesados y reportados al CONELEC.

El CONELEC evaluará la información, luego de lo cual será remitida al Ministerio de Finanzas para que dicho déficit sea cubierto como parte del déficit tarifario o en base a la creación de una partida presupuestaria asignada por el Ministerio de Finanzas a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

xvii) Planes de expansión:

La expansión del Sistema Nacional de Transmisión, para atender el crecimiento de la demanda, cumpliendo con los requerimientos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía, será planificada obligatoriamente por la empresa encargada de la prestación del servicio público de transmisión, en coordinación con el CENACE, con un horizonte de diez años y una vez aprobada por el CONELEC, formará parte del Plan Maestro de Electrificación.

xviii) Energías renovables no convencionales:

El despacho preferente de centrales de generación que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE, no podrá exceder el 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del mercado eléctrico.

Toda la energía proveniente de fuentes renovables no convencionales entregada al Sistema Nacional Interconectado (SNI) formará parte del despacho económico; sin embargo, no se considerarán para la fijación del costo horario de la energía.

En caso de que la producción de energía, a base de recursos energéticos renovables no convencionales, supere el 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del mercado, el Estado asumirá los costos de producción de estos generadores y constará obligatoriamente en el Presupuesto General del Estado.

8.2.2.3.- Regulación Complementaria No. 2 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15.

i) Mecanismos de contratación para generadores:

Este mecanismo de contratación regulada tiene tres componentes:

- Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD), la remuneración de la PRPD será realizada en función del Precio Unitario de Potencia (PUP) aprobado por el CONELEC, y de la disponibilidad de las unidades y plantas de generación.
- Cargo variable o costo variable de producción (CVP), será determinado conforme a la normativa específica y liquidado de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida. La Regulación que se aplicará para la declaración de este componente será la No. CONELEC – 003/03 vigente o la que la sustituya.
- Cargo Variable Adicional (CVA), será propuesto por los generadores, en cUSD/kWh, y considerará un pronóstico de la operación de sus equipamientos, el mismo que será liquidado de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida. El CONELEC podrá establecer valores referenciales para el CVA, los mismos que serán informados a los entes responsables de la negociación de los contratos regulados. El CVA que constará en el contrato será el valor establecido en la negociación.

ii) Mecanismos de contratación para autogeneradores:

Los mecanismos de contratación aplicables al caso de los autogeneradores, será exclusivamente por los excedentes de generación y corresponderán:

- Contratos libremente pactados con aquellos grandes consumidores que se encuentren debidamente facultados.
- Contratos regulados que suscriban con los distribuidores, en forma proporcional a la demanda regulada.

Para el caso de nuevos proyectos de generación destinados a la autogeneración, y que deseen comercializar sus excedentes a través de contratos regulados, éstos deberán presentar, para consideración y evaluación del ente responsable de la negociación, su oferta para la venta de energía eléctrica.

La oferta de los autogeneradores contemplará un solo componente energizado (cUSD/kWh), determinado en función de su capacidad total de generación, de su consumo propio total, así como también de la información económica del autogenerador y del pronóstico sobre su producción energética.

iii) Contratación regulada de autogeneradores públicos:

Los autogeneradores en los que el Estado ecuatoriano posee capital mayoritario, disponen de excedentes de generación y los colocan a disposición del mercado eléctrico, se efectuará de manera similar a lo previsto para el caso de generadores, es decir, en un reconocimiento de sus costos fijos y sus costos variables de producción, con la diferencia de que los costos fijos serán reconocidos solamente en la proporción que corresponda al excedente puesto a disposición del mercado.

iv) Liquidación de las transacciones de empresas integradas:

La liquidación comercial de empresas integradas, con una o más de una actividad, será realizada por el CENACE.

v) Liquidación de consumos propios de autogeneradores:

En el caso de que la central del agente autogenerador no pueda abastecer a sus consumos propios, la energía destinada a abastecer esos consumos será liquidada en el mercado de corto plazo con el costo horario de la energía.

vi) Liquidación de auxiliares de generadores:

Los generadores que no hayan sido despachados por el CENACE, pero que consuman energía eléctrica para alimentar sus sistemas auxiliares, pagarán dicho consumo valorado con el costo horario de la energía.

vii) Liquidación del combustible:

La declaración de los Costos Variables de Producción (CVP), que realicen los generadores termoelectrónicos, no considerará el Impuesto al Valor Agregado del combustible.

La devolución de ese valor, será realizada junto con la liquidación que realice el CENACE en función de la producción de los generadores, considerando los siguientes criterios:

- Para la generación no escindida y para los generadores con contratos regulados, el reconocimiento se lo realizará con la energía bruta.
- Para los generadores que no disponen de contratos regulados, el reconocimiento se lo realizará en función de la energía neta entregada al mercado.
- Para los generadores que tienen parte de su producción en contratos regulados, el reconocimiento se lo realizará en función de la energía neta comprometida en esos contratos.

viii) Estudio de costos de empresas integradas:

El estudio de costos de las empresas integradas se lo realizará en forma individualizada en cada unidad de negocio y/o sistema regional, para lo cual el CONELEC solicitará la información técnica y económica necesaria, la misma que será consolidada para la elaboración del estudio de costos de las empresas integradas.

ix) Sistema uniforme de cuentas:

Los lineamientos generales para la implementación de un sistema uniforme de cuentas para las empresas de servicios públicos de energía eléctrica serán definidos por el CONELEC.

x) Administración del fondo de reposición:

El transmisor, los distribuidores y generadores cuyos costos fijos son aprobados por el CONELEC, tienen la obligación de mantener en su sistema contable una cuenta plenamente identificada como costo de reposición, sobre la base de las vidas útiles aprobadas por el CONELEC, para:

- Reemplazar bienes e instalaciones afectas al servicio de suministro de energía eléctrica sea por

daño permanente, obsolescencia y/o terminación de su vida útil.

- Mejorar la calidad del servicio eléctrico y optimización del sistema eléctrico.

8.2.2.4.- Procedimientos para presentar, calificar y aprobar los proyectos Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal (FERUM).

El CONELEC determinará anualmente el monto máximo de los recursos del FERUM que podrán asignarse a cada una de las empresas eléctricas distribuidoras, en las que se incluirán además los costos de los estudios necesarios para la elaboración de proyectos calificables. Este monto se calculará en función de los datos del último censo de población y vivienda, y las respectivas proyecciones y ajustes hasta el año inmediato anterior.

Para el cálculo del monto máximo anual a invertirse en los sectores rurales y urbano marginales, para nuevos proyectos y mejoras, se considerará el índice de cobertura de electrificación en el área correspondiente para cada una de las provincias. Adicionalmente se sumará la reserva del 7.5% determinada para las provincias fronterizas, Amazonia y Galápagos.

Si una empresa distribuidora atiende total o parcialmente a más de una provincia, para las asignaciones se considerarán los índices de cobertura de cada una de las provincias servidas y los ponderados de la población atendida.

La asignación de los recursos anuales para los proyectos FERUM se calculará sobre del presupuesto determinado en el plan quinquenal de Energización Rural y Urbano-Marginal aprobado por el CONELEC.

Los proyectos, después de haber sido calificados, serán ordenados en forma ascendente en función del grado de cobertura de servicio eléctrico, tanto para el sector rural como para el urbano-marginal. Posteriormente los proyectos ubicados en zonas de igual porcentaje de cobertura de electrificación se priorizarán en función de los siguientes grupos:

- Proyectos de Generación con energías renovables.
- Proyectos de líneas y redes nuevos para áreas rurales
- Proyectos nuevos para sectores urbanos marginales.
- Proyectos de subtransmisión nuevos.
- Proyectos de subtransmisión mejoras.

- Proyectos de mejoras para sectores rurales.
- Proyectos de mejoras para sectores urbano-marginales.

Una vez que los proyectos han sido ordenados y priorizados, el CONELEC calculará los recursos totales que se asignen a los proyectos, hasta agotar los fondos destinados a cada una de las empresas distribuidoras.

Cuando las empresas distribuidoras en un programa anual justifiquen las preasignaciones provinciales, con la presentación de proyectos que incluyan al menos el 75% del número de viviendas sin servicio, tanto en los sectores rurales y urbano-marginales, el excedente de recursos, tendrán el siguiente tratamiento, caso contrario los recursos estarán disponibles para la reforma dentro de la misma distribuidora:

- En los sectores rurales o urbano-marginales, las diferencias entre lo preasignado y lo solicitado se lo transferirá, en la misma empresa, entre el sector rural y urbano-marginal (o viceversa) en función de la necesidad de recursos para proyectos calificados.
- Si después de realizar la transferencia mencionada anteriormente, existieran recursos excedentes, éstos serán asignados a las empresas distribuidoras que tengan proyectos calificados y que debido a su preasignación no ha sido posible considerarlos.

8.2.2.5.- Operación Técnica-Comercial de Grupos Electr6genos de Emergencia en Per6odos de D6ficit y/o Racionamientos de Energ6a El6ctrica.

El CENACE, en funci3n de la situaci3n operativa del sistema el6ctrico y su planificaci3n de corto plazo, solicitará al CONELEC la activaci3n del esquema planteado en esta regulaci3n, con el objetivo de contar con el aporte de energ6a de los grupos electr6genos de emergencia, indicando el porcentaje de d6ficit de energ6a y en qu6 per6odo se encuentra el sector el6ctrico (d6ficit o racionamiento).

Una vez que el CONELEC reciba la solicitud del CENACE, comunicar4 a los agentes del sector el6ctrico, CENACE, Ministerio de Electricidad y PETROCOMERCIAL la activaci3n del esquema. Adicionalmente, informar4 el precio a remunerar a la energ6a de emergencia.

Las empresas distribuidoras, una vez recibida la comunicaci3n del CONELEC, inmediatamente informar4n a los generadores de emergencia calificados. Se realizar4 una inspecci3n f6sica de los sistemas de medici3n y toma de lecturas del medidor y hor3metro del grupo electr6geno.

En coordinación con los generadores de emergencia calificados, la distribuidora elaborará un cronograma de operación de los grupos electrógenos. En función de esta información, la distribuidora remitirá al CENACE una estimación de la demanda autoabastecida e informará los programas a los generadores de emergencia.

Será responsabilidad de la distribuidora, tomar las lecturas de los medidores de energía (M2) y los horómetros de los grupos electrógenos de emergencia, así como también, de los medidores utilizados para la facturación normal de los clientes (M1), de forma mensual durante el período de aplicación del esquema planteado.

El CENACE, como operador del sistema, informará el restablecimiento de condiciones normales de generación al MEER y CONELEC; con esta premisa, el CONELEC comunicará a CENACE, PETROCOMERCIAL y agentes del sector eléctrico, la desactivación del esquema. Las empresas distribuidoras informarán de este particular a los generadores de emergencia en su área de servicio, en las subsiguientes 48 horas de haber recibido la comunicación.

i) Consumidores Regulados con Grupos Electrógenos de Emergencia:

La distribuidora facturará al consumidor calificado como generador de emergencia, la suma de la energía registrada en el medidor utilizado por la empresa distribuidora para la facturación de sus consumos (M1) más la energía registrada en el medidor del grupo generador de emergencia (M2), según los cargos tarifarios aplicables.

Los valores a terceros serán calculados en función de lo facturado por la distribuidora por servicio eléctrico.

ii) Consumos Propios de Agentes Autogeneradores con Grupos Electrógenos de Emergencia

Para la energía generada por los grupos electrógenos de emergencia de los consumos propios de un agente autogenerador, se seguirá el siguiente procedimiento:

iii) Empresa Distribuidora:

La empresa distribuidora, en cuya área de servicio donde se encuentre ubicado el consumo propio, deberá tomar las lecturas mensuales de la energía producida y del horómetro del grupo eléctrico de emergencia, durante el período de aplicación de la presente Regulación, así como también a las fechas de activación y desactivación de la misma. Reportará al CENACE dichas lecturas.

iv) Centro Nacional de Control de Energía:

El CENACE, sobre la base de la información entregada por la distribuidora, liquidará la energía entregada por los grupos electrógenos de emergencia de los consumos propios.

v) Provisión de combustible:

La empresa distribuidora coordinará con el CENACE las acciones necesarias para la provisión oportuna de combustibles, de acuerdo a las necesidades de los grupos electrógenos de emergencia, los mismos que deberán ser incluidos dentro del requerimiento de combustibles semanal que se realiza a EP PETROECUADOR.

8.2.2.6.- Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad en el período de vigencia de la Decisión 720 de la Comunidad Andina.

El CENACE será el responsable de la administración técnica de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), para lo cual deberá coordinar, con el operador del sistema del país involucrado, todas las acciones que correspondan tanto para importación como exportación. Además, el CENACE se encargará también de la administración financiera de las transacciones internacionales de corto plazo, para lo cual efectuará la liquidación y facturación que corresponda en cada transacción.

Realizará la gestión de cobro a los agentes internos y pago al Administrador del mercado del país involucrado, en caso que se produzca una importación por parte del Ecuador. Para el caso de una exportación de electricidad, será el encargado de efectuar la gestión de cobro al Administrador del mercado del país involucrado, y luego procederá a la distribución a los agentes del mercado interno.

i) Acuerdos Operativos:

Los Acuerdos Operativos son instrumentos bilaterales, suscritos por los Operadores de los Sistemas, con base a los cuales se operarán técnicamente los enlaces internacionales y se efectuarán las TIE entre los países.

El CENACE tiene la potestad de suscribir tales Acuerdos Operativos, así como realizar las modificaciones que sean necesarias, previo a la autorización Director Ejecutivo del CONELEC.

ii) Despacho programado de cada sistema:

El CENACE realizará el despacho económico de los recursos de generación disponibles en el sistema ecuatoriano, para abastecer la demanda nacional, sin considerar la demanda externa.

Para la exportación de electricidad mediante una TIE, una vez abastecida la demanda nacional se establecerán incrementos graduales hasta la capacidad máxima de transferencia en los enlaces, definida por los estudios eléctricos. Para cada uno de los bloques de transferencia, se deberá valorar el precio de la electricidad en los nodos frontera, sin que estos afecten los precios de la demanda nacional.

iii) Comparación de precios:

La comparación de precios debe ser realizada en un único nodo del enlace internacional, para lo cual se considerarán las pérdidas asociadas a dicho enlace, para llevar el precio a un solo nodo frontera.

Este análisis debe ser realizado en los nodos frontera de los dos países. Si de la comparación efectuada en cada nodo, el resultado indica que las transacciones se activan en los dos países en sentidos contrarios, es la señal para que los intercambios no deban realizarse.

iv) Intercambios definitivos:

El sistema importador, en función de la comparación de precios efectuada previamente, realizará el despacho económico, determina las cantidades a importar y las comunica al sistema exportador, de manera que este a su vez realice su programación considerando las cantidades a exportar.

Para cumplir con este fin, el CENACE y el Operador del sistema del otro país deberán intercambiarse la información sobre los periodos horarios en los cuales van a ser importadores y las magnitudes de dichas transacciones.

v) Cálculo de Precios:

El CENACE tendrá la responsabilidad del cálculo de los precios de la electricidad en los nodos frontera.

vi) Formación de la curva de oferta para exportación:

Para la formación de la curva de oferta, el CENACE debe considerar todos los cargos asociados con la entrega de la electricidad en el nodo frontera y tomará en cuenta los siguientes componentes:

- $CMCP_{int-ext}$: Costo horario de energía de la última planta requerida para satisfacer la demanda nacional más demanda internacional dentro del Despacho Económico Coordinado.

- CE_p : Costo equivalente de potencia que corresponde a una demanda.
- $CGOF_{DCS}$: Sobrecosto de generación obligada y forzada por requerimientos de demanda interna, calidad del servicio y seguridad del sistema ecuatoriano.
- CGS_{DIE} : Sobrecosto de generación que considera el abastecimiento de la demanda nacional y la demanda internacional.
- $CGOF_{ENL}$: Sobrecosto de generación obligada y forzada asociada a la exportación a través del enlace internacional.
- C_{RAP} : Costo de reserva adicional de potencia.
- C_{RSF} : Costo de reserva para regulación secundaria de frecuencia.
- C_{APTV} : Costo de arranque - parada de unidades turbo – vapor.
- CT_{CF} : Costo fijo de transmisión.
- C_{CENACE_D} : Costo de los servicios que presta el CENACE, asociados con la demanda.
- $C_{PERDIDAS}$: Costo de las pérdidas del Sistema Nacional Interconectado, asociadas al enlace internacional.
- Impuestos y tasas aplicables a la transacción.

vii) Precio Umbral:

La inclusión de un precio umbral es necesaria para disminuir el riesgo de que las aproximaciones introducidas por el cálculo ex-ante de precios de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) no resulte en transacciones no económicas una vez se calculen los precios finales ex-post de las TIE.

El valor del precio umbral se fija como un porcentaje del precio formado en el nodo frontera del país importador.

viii) Contrato de Mandato:

Es el instrumento a través del cual los agentes del Sector Eléctrico Ecuatoriano delegan al CENACE para que actúe a nombre de los agentes y los represente en las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE).

ix) Garantía de pago a las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE):

Con el objeto de garantizar el pago de las TIE, se establecerá un esquema de garantías financieras que permita al CENACE, como Administrador del Mercado Ecuatoriano, cumplir con las obligaciones económicas derivadas de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

x) Incumplimiento de los agentes:

Los agentes que incumplan con el Contrato de Mandato o con el esquema de garantías para el pago de las TIE, quedarán excluidos de los beneficios que produzcan dichas transacciones.

8.2.2.7.- Aplicación de las Exoneraciones Consideradas en la Ley del Anciano y Ley que favorece a la Población y Sectores Turísticos, Artesanal, Comercial, Agrícola, Avícola, Pecuario y Ganadero de las Zonas de Influencia del Volcán Tungurahua.

i) Ley del anciano:

En atención a que la Ley Reformativa a la Ley del Anciano establece que los usuarios, para hacerse merecedores a la rebaja especificada en la misma, las empresas distribuidoras deberán verificar los datos que presenten los beneficiarios, dicha verificación contendrá lo siguiente:

Para personas naturales se ha establecido que se debe tener una edad mínima de 65 años, para la verificación de esta información es necesario presentar la cédula de ciudadanía o carné de jubilado y pensionista del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social –IESS o el documento legal que lo acredite en el caso de extranjeros, se debe tener suscrito un contrato de suministro con la empresa distribuidora de su área de residencia habitual, y contrastar con base de datos del Registro Civil, la supervivencia del beneficiario y los datos relacionados con el suministro al cual se aplica la exoneración.

En el caso de las personas jurídicas se debe presentar la documentación emitida por el Ministerio de Bienestar Social o por el Ministerio de Salud Pública según corresponda, que demuestre que la institución,

ya sea asilo, albergue, comedor o institución gerontológica, se dedique a actividades sin fines de lucro y de atención a personas de la tercera edad, se debe suscribir un contrato de suministro con la empresa distribuidora de la zona geográfica, y demostrar que se utiliza la energía sólo en instalaciones y servicios destinados a la atención de personas de la tercera edad.

Una vez verificada la información, la empresa distribuidora aplicará el descuento al consumidor, el cual se hará efectivo desde la siguiente facturación, además le notificará que anualmente debe confirmar en la empresa distribuidora, la supervivencia del beneficiario en el caso de personas naturales, o el funcionamiento de la institución, en el caso de personas jurídicas.

ii) Ley que favorece a la Población y Sectores Turísticos, Artesanal, Comercial, Agrícola, Avícola, Pecuario y Ganadero de las Zonas de Influencia del Volcán Tungurahua:

Las empresas distribuidoras, como requerimiento previo a aplicar la exoneración de los consumos de energía eléctrica, en coordinación con los respectivos Municipios, a efectos de definir los datos necesarios que permitan identificar a los consumidores de su zona geográfica, a los cuales es aplicable dicha exoneración.

Una vez que la empresa haya determinado los beneficiarios de la exoneración, en función de la información remitida por la Defensa Civil, aplicará el descuento a los consumidores que se hará efectivo desde la siguiente facturación.

Las empresas distribuidoras deberán ponerse en contacto con la Defensa Civil de su zona geográfica, cuando exista un cambio de alerta o para actualizar los listados de afectados y evacuados, al menos una vez por año.

En caso de que un consumidor sea beneficiario de más de un subsidio, por la aplicación de estas leyes, los mismos serán acumulativos, teniendo como valor máximo el costo del servicio eléctrico.

iii) Registro de información:

Las empresas distribuidoras deberán mantener los sistemas de medición y lectura a fin de establecer la cantidad de energía exonerada y el monto respectivo, de todos los consumidores que estén siendo beneficiados.

Para efecto de reconocimiento de los valores por la aplicación de estas leyes, las empresas distribuidoras se sujetarán a lo siguiente:

- Deberán crear un registro especial, con los valores resultantes de la aplicación de cada una de las leyes involucradas, en la cual se registrarán los valores exonerados.
- Adecuarán el sistema comercial de manera que permita auditar y verificar, en forma individual, los datos de identificación de cada uno de los consumidores, el monto exonerado y la fecha desde la cual se aplica la exoneración.
- El histórico de las bases de datos de los consumidores beneficiados deberá mantenerse durante por lo menos cinco años.

iv) Envío de información:

Las empresas distribuidoras comunicarán al CONELEC, mensualmente, los valores efectivamente exonerados de la facturación de dos meses atrás. La responsabilidad en la validez de esta información será de la empresa distribuidora.

Para cada una de las Leyes, en caso corresponda, las empresas remitirán un consolidado de la información, en los formatos que el CONELEC lo establecerá oportunamente, en los cuales se especifique como mínimo lo siguiente:

- Número de consumidores beneficiados;
- Periodo de exoneración;
- Valor total en USD de las facturas correspondiente al servicio eléctrico sin exoneración; y,
- Valor total en USD exonerado.

El CONELEC informará al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y al Ministerio de Finanzas los valores que mensualmente corresponden a las empresas distribuidoras por concepto de déficit tarifario en el que estarán incorporados los valores por estos subsidios.

8.2.2.8.- Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica.

Se calificará como necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general, entre otros, a la promoción de generación eléctrica mediante el uso de energías renovables no convencionales.

La expansión de generación, determinada en el Plan Maestro de Electrificación (PME), considera el cubrimiento de la demanda y una reserva técnica mínima definida por el CONELEC. En el PME constarán los proyectos que serán ejecutados tanto por el Estado como también aquellos que serán delegados a la iniciativa privada para su construcción y explotación.

La iniciativa privada puede proponer al CONELEC el desarrollo de proyectos de generación que no consten en el PME.

El CONELEC analizará los proyectos presentados. Si el proyecto es aprobado, se determinarán los precios y plazos para dicho proyecto, sobre la base de la aplicación de la normativa específica y del estudio de factibilidad que posteriormente debe presentar el interesado. Los valores, así determinados, serán reservados y constituirán la referencia como valores máximos a aceptarse, para el proceso de negociación.

Una vez terminado el proceso de negociación, entre el CONELEC y el proponente, y de haberse llegado a un acuerdo entre las partes respecto a los precios y plazos a considerarse en los contratos regulados, el proponente continuará con el trámite para la consecución de las autorizaciones para el uso de recursos naturales, permisos ambientales y los demás que se requieran para la ejecución del proyecto.

El CONELEC, procederá a otorgar el Título Habilitante correspondiente, el mismo que le facultará como agente generador a suscribir los contratos regulados.

8.2.2.9.- Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales.

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional.

8.2.2.10.- Condiciones preferentes:

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la siguiente tabla.

Tabla 8.1: Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh).

<i>Centrales</i>	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.

Además, para las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los precios indicados a continuación, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh.

Tabla 8.2: Precios Preferentes Centrales Hidroeléctricas hasta 50 MW en (cUSD/kWh).

<i>Centrales</i>	Precio
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HASTA 10 MW	7.17
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 10 MW HASTA 30 MW	6.88
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 30 MW HASTA 50 MW	6.21

Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional.

El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a esta regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las que no tendrán esta limitación.

Si con la incorporación de nuevas centrales no convencionales se supera el límite mencionado anteriormente, éstas se someterán a las condiciones de las centrales convencionales en cuanto al despacho y liquidación.

8.2.3.-Resoluciones:

Las resoluciones que se presentan a continuación son importantes ya que establecen ciertos lineamientos para la fijación de las tarifas, y los cargos tarifarios según el nivel de consumo del usuario:

8.2.3.1.- Resolución 72/10 del 21 de Octubre del 2010

Establece que a partir del estudio de costos del año 2011, se incluya, como parte del costo medio de generación, el servicio de la deuda y el capital necesarios para la construcción de los nuevos proyectos de generación, a partir de su entrada en operación comercial.

8.2.3.2.- Resolución 83/10 del 9 de diciembre del 2010

Plantea que para el estudio tarifario del 2011, las empresas eléctricas de distribución deberán tomar en cuenta los siguientes aspectos en su análisis de costos:

Los niveles aceptados de pérdidas deberán ser coherentes con las metas planteadas en el Plan de Reducción de pérdidas (PLANREP).

Los costos de administración, comercialización, mantenimiento y operación de las empresas distribuidoras corresponderán a los valores reportados por las empresas y revisados por el CONELEC.

8.2.3.3.- Resolución 13/11 del 17 de marzo del 2011, establece que:

- El precio unitario de potencia para remuneración para el mercado de corto plazo es de: 5.70 USD/kw-mes.
- El costo medio de generación vigente en el período Enero-Diciembre 2011 es de 4.653 ¢ USD/kwh.
- La Tarifa de transmisión a cancelar por los distribuidores o grandes consumidores se ha fijado en 1.75 USD/kW-mes de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega al distribuidor o gran consumidor, cuyo valor energizado corresponde a 0.3584 ¢ USD/kwh.
- El costo medio del servicio de distribución es de 8.925 ¢ USD/kwh.

8.2.3.4.- La resolución 43/11 emitida el 24 de Junio del 2011, establece que:

- Se conservará la aplicación tarifaria vigente para los consumidores que pertenezcan a la categoría general del Pliego Tarifario. (el comercio, la industria y la prestación de servicios públicos o privados.)
- Se mantendrán los valores de cargos tarifarios del sector residencial, para los consumos de hasta los 500 kWh – mes durante el período Junio- Noviembre.
- Para el período Diciembre – Mayo, se mantendrán los cargos tarifarios para los consumos de hasta 500 kWh – mes en la región sierra, mientras que para las región costa/ oriente/ insular se mantendrán los valores de los cargos tarifarios para quienes consuman hasta 700 kWh – mes.

Tabla 8.3: Cargos tarifarios.

RANGO DE CONSUMO (kWh)	CARGOS TARIFARIOS (¢USD/kWh)					
	PERIODO JUNIO - NOVIEMBRE (*)				PERIODO DICIEMBRE - MAYO	
	E.E. QUITO	ELECTRICA DE GUAYAQUIL	SIERRA	COSTA	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	COSTA
0 - 50	6.80	6.80		8.10	6.80	8.10
51 - 100	7.10	7.10		8.30	7.10	8.30
101 - 150	7.30	7.30		8.50	7.30	8.50
151 - 200	8.00	8.00		8.70	8.00	8.70
201 - 250	8.70	8.60		8.90	8.60	8.90
251 - 300	8.90	9.30		9.10	9.30	9.10
301 - 350	8.90	9.30		9.30	9.30	9.30
351 - 500	8.90	9.30		9.50	9.30	9.50
501 - 700					9.30	9.50

(*) Aplica para las empresas distribuidoras de la región Sierra en el período Diciembre – Mayo.

Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.

Tabla 8.4: Cargos tarifarios.

RANGO DE CONSUMO (kWh)	CARGOS TARIFARIOS (¢USD/kWh)					
	PERIODO JUNIO - NOVIEMBRE (*)				PERIODO DICIEMBRE - MAYO	
	E.E. QUITO	ELECTRICA DE GUAYAQUIL	SIERRA	COSTA	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	COSTA
501 - 700	11.85					
701 - 1000	13.50					
1001 - 1500	16.09					
1501 - 2500	26.52					
2501 - 3500	42.60					
Sup > 3500	67.12					

(*) Aplica para las empresas distribuidoras de la región Sierra en el período Diciembre – Mayo.

Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC.